

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 550.832; 622.276

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.19>

Контроль выработки запасов: как нефтяным компаниям обеспечить выполнение новых требований регламентного документа Федерального агентства по недропользованию*

А.И. Ипатов 

Губкинский научно-производственный центр нефтегазовой геологии и гидродинамики, Россия, 117218, Москва, ул. Кржижановского, д. 23 корп. 1

Аннотация. *Актуальность.* В связи с введением Федеральным агентством по недропользованию нового регламента скважинных исследований с 01.10.2023 г., в статье рассмотрены вопросы технологического обеспечения требований по охвату и периодичности инструментального контроля выработки извлекаемых запасов нефти при разработке месторождений углеводородного сырья, предусмотренные нормативами регламента. *Цель работы.* Выработка рекомендаций нефтяным компаниям и недропользователям по выполнению требований нового регламентного документа в условиях разработки высокообводненных месторождений при условии вытеснения нефти низкоминерализованными водами. *Материалы и методы.* На примерах типовых месторождений неокома Западной Сибири рассмотрено использование методов геофизических и промыслово-геофизических исследований скважин. *Результаты.* Проанализирована проблема низкого качества гидродинамических моделей из-за неиспользования данных скважинных исследований. В условиях низкой минерализации вытесняющих вод показана низкая достоверность углеродно-кислородного каротажа. Обосновано, что у нефтяных компаний здесь есть возможность опираться на информативность «активного» нейтронного каротажа (с искусственной закачкой минерализованных солевых растворов), а также на интерпретацию комплексов геофизических исследований скважин во вновь добуриваемых скважинах. *Выводы.* Кардинальным решением проблемы контроля выработки извлекаемых запасов и в итоге обеспечения утвержденных в новом регламенте коэффициентов извлечения нефти должны стать наблюдательные неперфорированные скважины со стеклопластиковыми или с металлическим хвостовиками в условиях мониторинга их методами геофизических и промыслово-геофизических исследований скважин.

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

 Ипатов Андрей Иванович, ipatov.a@gubkin.ru

© Ипатов А.И., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, начальные и остаточные извлекаемые запасы, цифровые геологическая и гидродинамическая модели резервуаров, поддержание пластового давления, импульсный нейтронный каротаж, углеродно-кислородный каротаж на основе метода импульсного нейтронного каротажа, меченое вещество на основе хлор- или бор-продуктов, дивергентный электрический каротаж в колонне

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: *Ипатов А.И.* Контроль выработки запасов: как нефтяным компаниям обеспечить выполнение новых требований регламентного документа Федерального агентства по недропользованию // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 287–308. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.19>

Введение

К сожалению, создаваемые в настоящее время в нефтяных компаниях цифровые 3D гидродинамические модели (ГДМ) чаще всего имеют низкую достоверность и подтверждаемость прямыми инструментальными скважинными исследованиями, как геофизическими, так и гидродинамическими. Обычно цель построения этих высокотехнологичных и крайне затратных цифровых продуктов (3D ГДМ) – получение только общего представления о процессах фильтрации и вытеснении нефти водой путем использования метода материального баланса в рамках всего месторождения или его крупного блока. Это позволяет в первом приближении на основе загруженной в ГДМ истории разработки и физико-химических свойств флюидов получить гипотетический тренд потенциальной добычи в краткосрочной перспективе. Однако это не означает, что 3D ГДМ в принципе не способна решать задачи полноценного воспроизведения всех гидродинамических процессов в пластах и в скважинах, информационно обеспечивая целевые геолого-технологические мероприятия (ГТМ) в конкретных скважинах

и давая долговременные прогнозы по работе как залежи, так и отдельных скважин. Просто для создания достоверных цифровых продуктов на месторождениях необходимо обеспечивать высокий уровень контроля разработки и мониторинга добычи на основе инструментальных средств (прежде всего, методами: геофизических исследований скважин (открытый ствол) – ГИС, промыслово-геофизических исследований скважин (обсаженный ствол) – ПГИ (с использованием промыслово-каротажного многодатчикового комплекса Production Logging Tool – PLT), гидродинамических исследований скважин – ГДИС), а также грамотное применение полученной информации для адаптации и настройки 3D ГДМ.

Основными задачами промышленного применения 3D ГДМ традиционно считаются:

- 1) управление системами поддержания пластового давления (ППД),
- 2) обоснование ГТМ в скважинах,
- 3) различные прогнозные решения (например, просчет эффективности применения разных схем бурения и организации системы ППД).

Однако это в теории. В реальности нефтяные компании чаще ограничиваются лишь предоставлением построенных 3D ГДМ в государственные надзорные органы: Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра) и Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») – для подтверждения самого факта, что разработка их активов производится на «высоком технологическом уровне».

К сожалению, и экспертиза в надзорных органах для таких 3D ГДМ также зачастую выполняется сугубо формально и поверхностно. Причина такого использования цифровых моделей в разработке месторождений, особенно крупных и средних, как правило, заключается в отсутствии компетенций и опыта настройки 3D ГДМ на фактические результаты инструментальных исследований по контролю разработки.

Целью работы является выработка рекомендаций нефтяным компаниям и недропользователям по выполнению требований нового регламентного документа в условиях разработки высокообводненных месторождений при условии вытеснения нефти низкоминерализованными водами.

Материалы и методы

На примерах типовых месторождений неокома Западной Сибири рассмотрено использование методов геофизических и промыслово-геофизических исследований скважин. При этом учтены вопросы технологического обеспечения новых требований по охвату и периодичности инструментального контроля выработки извлекаемых запасов нефти при разработке

месторождений углеводородного сырья, предусмотренные нормативами регламентного документа Федерального агентства по недропользованию, введенным в действие с 01.10.2023 г.¹

Результаты и обсуждение

Проблема низкого качества гидродинамических моделей из-за неиспользования данных скважинных исследований

Какие же скважинные исследования в значительной степени остаются «за бортом» использования их специалистами по моделированию месторождений нефти и газа? В первую очередь речь идет о масштабно реализуемых на нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождениях (согласно действующих регламентных нормативов): гидродинамических исследованиях скважин в методологиях «РТА&РТА» [1–3]), межскважинных исследованиях (трассирование индикаторами фильтрационных потоков, гидропрослушивание (ГДП), модификации анализа межскважинного пространства по результатам ГДИС-ГДП: мультискважинный ретроспективный тест и импульсно-кодированное гидропрослушивание [4, 5]), а также исследованиях комплексами ПГИ («каротаж продуктивности») [6].

¹ Руководящий документ. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений (утвержден и введен в действие с 01.10. 2023 г. Протоколом НТС Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) от 05.10.2023 г. № 03-17/8-пр). М.: Роснедра, 2023. 86 с.

Тем не менее, указанные подходы и практика применения этих подходов в РФ давно существуют и выборочно используются в некоторых нефтяных компаниях, в проектных организациях с достаточно высокой степенью успешности как для обоснования системы ППД, так и при подборе и реализации целевых ГТМ [6–8]. Однако сертифицированные в ФБУ «ГКЗ» эксперты в области гидродинамического моделирования давно уже перестали обращать должное внимание на степень фактического использования при настройке 3D ГДМ результатов ГДИС, ПГИ и даже зависимостей ГИС–КЕРН. А при отсутствии должного контроля не будет и качества продукта.

Качество продукта на производстве обеспечивается компетенциями и мотивациями как в службе внутренней приемки, так и уровнями полномочий (и мотиваций) в системе внешнего контроля качества. К сожалению, сложившиеся в последние годы уровни достоверности и информативности 3D ГДМ, создаваемых как приложения к проектно-технической документации (ПТД) на разработку месторождений углеводородного сырья (УВС) – это лишь одна «сторона медали». К еще большему сожалению, от нее в прямой зависимости находится и вторая «сторона медали» – уровень надзора за разработкой месторождений и выработки запасов – начальные извлекаемые запасы /остаточные извлекаемые запасы (НИЗ/ОИЗ) УВС.

В качестве иллюстрации на рис. 1 приведена сходимость параметров кубов «абсолютной» (эффективной) проницаемости (по нефти при остаточной воде $K_{пр-но}$), выгруженная из 3D ГДМ типичного для неокома Западной Сибири нефтяного месторождения «N», с аналогичными нормированными (по зависимости Баклея–Леверетта) оценками, полученными в резуль-

тате проведения ГДИС (следует отметить, что в данной выгрузке ГДИС были взяты только высококачественные замеры). Повторюсь, что указанные сравниваемые параметры $K_{пр-но}$ по своей физической сущности полностью идентичны, даже толщины в комплексе гидропроводности брались непосредственно из ГДМ.

Почему же на рис. 1 не обнаруживается маломальской сходимости для одного и того же фильтрационного параметра? Ведь результаты ГДИС здесь – следствие прямого эксперимента, который должен приближаться к принятой компанией фильтрационной модели (если, конечно, она в принципе достоверна). Более того, как известно, куб проницаемости в ГДМ – это фактически перерасчет параметра пористости $Kп$ (полученного методами ГИС) через корреляционные связи, полученные в свою очередь в процессе петрофизических исследований материала керна (как правило, в условиях фильтрации газа, а не жидкости). Далее петрофизические зависимости относительной фазовой проницаемости (ОФП) позволяют представить куб проницаемости в рамках 3D ГДМ не только с учетом выявленной неоднородности по трем пространственным осям, но и привести фильтрационную модель к удобному для прогнозного моделирования масштабу – к $K_{пр-но}$.

Керновый материал, как известно, берется преимущественно из разведочных скважин. Однако и здесь на представленном примере было обнаружено, что исходные зависимости КЕРН–ГИС разработчиками моделей были существенно искусственно искажены, а именно подогнаны под факт «добычи», причем в среднем петрофизический тренд «подвинулся» вверх на целый порядок. В результате оценки средних $K_{пр-абс}$ (мД) в разведочных скважинах поменялись (КЕРН→ГДМ): 59,3→125,6; 111,2→229,7; 62,8→96,0; 110,0→254,7.

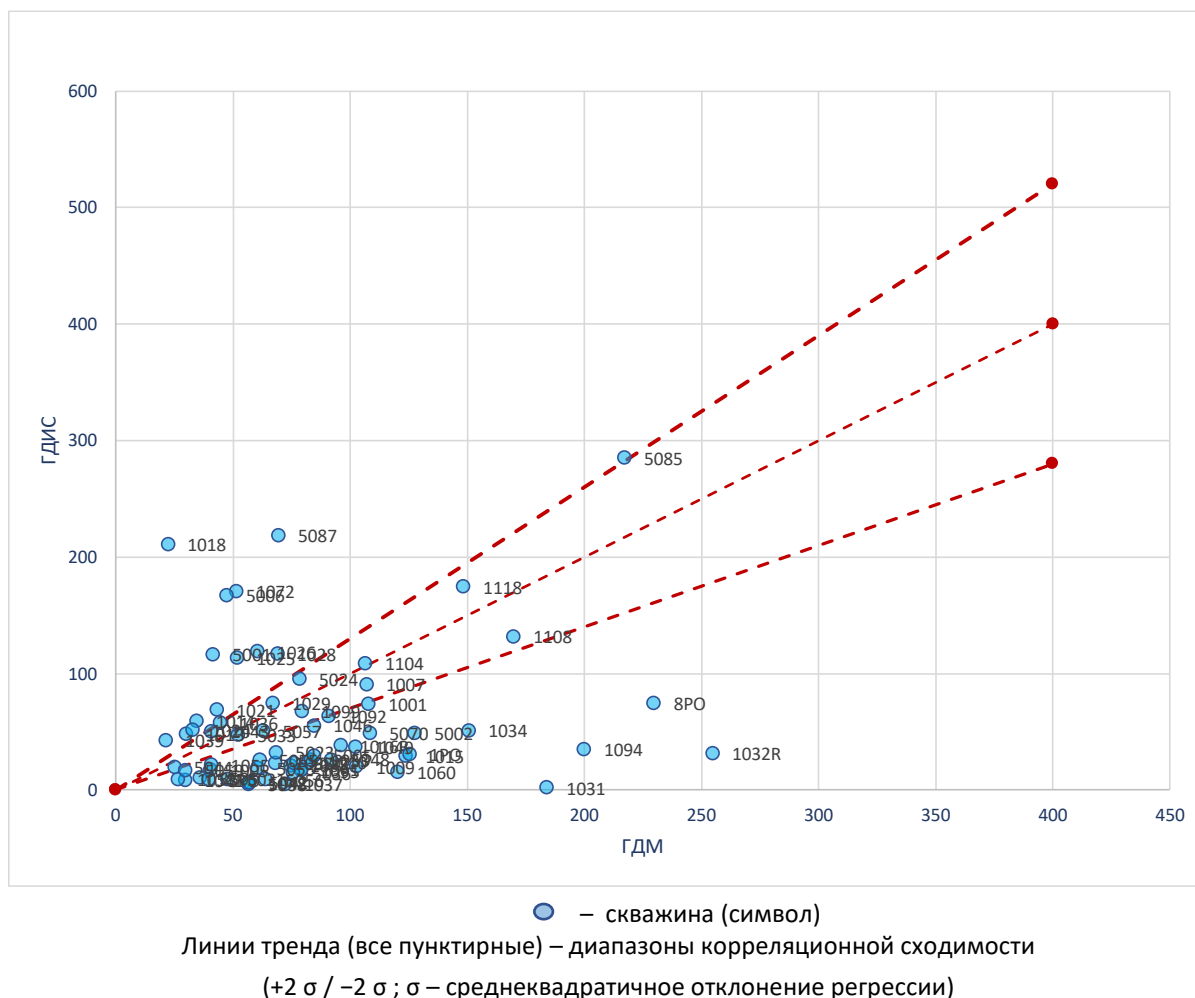


Рис. 1. Кросс-плот для оценки сходимости параметров кубов «абсолютной» проницаемости $K_{пр-но}$, выгруженных из 3D ГДМ, с контрольными замерами ГДИС, приведенными к $K_{пр-но}$.
Объект – идеальная однородная фация, образцы керна (K_{1v}) – валанжин

Fig. 1. Crossplot for evaluating the convergence of the parameters of the “absolute” permeability cubes of the $K_{perm-si}$, unloaded from the 3D hydrodynamic model, with the control measurements of the well testing, reduced to the $K_{perm-si}$. The object is an ideal homogeneous layer, the core samples (K_{1v}) are Valanginian

Встает вопрос: зачем было строить детальную цифровую геологическую модель (ГМ), зачем было кропотливо исследовать керн из разведочных скважин, зачем было проводить все прочие гидродинамические, промысловые, геофизические, геохимические исследования, если в основе любой «высокотехнологичной» цифровой многомерной модели лежит банальная ее подгонка под единственный параметр (часто даже не вполне достоверно

распределенный по скважинам) – под текущую добычу?

Таким образом, в построенной 3D ГДМ, даже по самым опорным разведочным скважинам, интегральные $K_{пр-абс}$ и $K_{пр-но}$ по «мановению палочки» в разы стали отличаться от тех, что были исходно определены при лабораторных испытаниях на керне. И это не частный случай в системах построения «цифровых двойников» – это, к сожалению, тотальная реальность.

Реальность, к которой все уже привыкли и которую многие негласно оправдали и приняли, имея лишь для себя в виду, что любая 3D ГДМ – это абсолютная условность, дань моде, но никак не инструмент для оптимизации разработки, системы ППД, достижения проектных показателей коэффициента извлечения нефти (КИН). А вот на практике регулировать систему ППД или планировать ГТМ в нефтяном инжиниринге теперь считается более надежно, исходя из непопулярной логики – «по старинке», пользуясь упрощенными локальными 2D прокси «модельками», а еще лучше Excel-макросами, или даже одним единственным уравнением Дюпюи.

Дальнейшее «углубление» в рассматриваемую модель показало:

а) несоответствие средневзвешенных остаточных запасов и параметров текущей нефтенасыщенности *Кн-тек* зафиксированным отборам УВС на десятки процентов,

б) несовпадение средневзвешенных пластовых давлений с регламентными картами изобар на десятки атмосфер и т. п.

Причем, само рассмотренное здесь месторождение «N» благоприятное по ФЕС и в целом на текущий момент времени почти беспроблемное. Однако дальнейшая разработка его «вслепую» (исследования ПГИ–ГДИС с учетом тотального горизонтального заканчивания эксплуатационных скважин тоже проводятся с недопустимо низким охватом и периодичностью), по прикидкам эксперта, приведет к итоговым потерям начальных извлекаемых запасов (НИЗ) на 10–15%.

«Цифровая трансформация» обещала нам «космос», а привела в «каменный век»! Безвозвратные потери НИЗ (называемые теперь «нерентабельностью»*) на уровне 10–15% – «мечта», большинство

месторождений «стремятся» к преодолению рубежа в 50%. Все чаще уважаемые эксперты-нефтяники указывают на негативные тренды с ухудшением выработки начальных извлекаемых запасов, особенно на традиционных запасах нефти в Западной Сибири [9, 10]. Сложности с выработкой запасов объективно связаны не только с нерациональным недропользованием и игнорированием диагностики, но и с ухудшением их качества, с переходом на разработку месторождений категории трудноизвлекаемых запасов – ТРИЗ (проектные КИН в объектах ТРИЗ также снижаются), причем это касается всех стран [11].

* «Лишь 13 млрд т из 31 млрд т НИЗ нефти (поставленных на баланс Роснедр) – рентабельные, их хватит только на 26 лет добычи (при уровне 500 млн т/год)» – из выступления главы Минприроды Александра Козлова от 21.05.2025 (*прим. автора*).

Заканчивая хоть и важные, но отступления, перейдем к главной и близкой теме: зачем же нефтяным компаниям, которые зачастую, (как мы видели выше), игнорируют данные ГДИС, ПГИ и даже КЕРН в своих цифровых моделях, теперь понадобилось выполнять в скважинах прямые инструментальные замеры параметров текущей и остаточной нефте(газо)насыщенности (*Кн-тек/ост*)?

Во-первых, это теперь определено «законом» в требованиях уже упомянутого регламентного документа Роснедр со вполне четкой формулировкой для фонтанного, газлифтного и механизированного фондов скважин с охватом в 1% и периодичностью 1 раз в год). Фактически теперь это требование лицензионного договора нефтяной компании с государством на разработку месторождения и его запасов УВС.

Во-вторых, рано или поздно нефтяным компаниям после «снятия сливок» на новых активах с НИЗ приходится заниматься на своих месторождениях проблематикой довыработки остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти. Нередки уже случаи, когда на крупных месторождении УВС все скважины по факту предельно обводнены и оттого малорентабельны, а на балансе компании по месторождению (или отдельным залежам) продолжают числиться порядка 30–70% (не)извлеченных НИЗ* – десятки миллионов тонн нефти, в одночасье признанных «нерентабельными». И от этой реальности никуда не денешься.

* Правда тут иногда бывают неприятные сюрпризы, так как ожидаемые согласно расчетам в ГДМ «целики» нефти никак не обнаруживаются. Иногда даже прямые методы оценки *Кн-тек* ГИС и КЕРН «видят» значительную остаточную нефть в толщинах (поровом пространстве) пласта, но бурение на эти оконтуренные запасы дает мало нефти, зато очень много воды. Рентабельной добычи в итоге достигнуть не получается, хотя ОИЗ как бы и подтверждены в пласте. К сожалению, часто из-за неоправданно агрессивной в прошлом системы ППД или иных промахов разработчиков нефть по факту удается вытеснить только из крупных пор и трещин, при этом она «локализуется» в мелких поровых, так и не смоченных при ППД водой, каналах. Традиционными методами вытеснения ее уже не взять, а «нетрадиционными» (МУН) – «себе дороже»... Оттого извлекаемые НИЗ УВС приходится «списывать» в фактически «неизвлекаемые», разработчикам остается только мечтать о появлении «рентабельных» МУН, которые при относительно небольших затратах на гипотетически вероятные (в условиях высоконучных и высокотехнологичных проектов) вытесняющие агенты ППД «прошерстят» и мелкие поры породы (*прим. автора*).

В-третьих, если высокотехнологичная 3D ГДМ, как было показано выше, уже не надежный помощник в поиске и довыработке «целиков» УВС, то должны быть иные

способы прогноза «потерянных» в залежи ОИЗ нефти. Не бурить же стволы наугад «веером» направо и налево – это слишком затратно и, естественно, «не спортивно...».

Следовательно, геологам-разработчикам, как и раньше, в «доцифровую эру» все же необходим надежный способ анализа и прогноза ОИЗ. Такой подход априори будет основан на прямых инструментальных, а не только «виртуальных», оценках параметров в скважинах, которые могли бы что-то наглядно и убедительно рассказать о процессах (степени, состоянии, картине) выработки запасов УВС. Состояние выработки требуется оценить как по латерали, так и по толщинам, слагающим эффективную нефтеносную мощность пласта. И у геофизиков как раз такие методы скважинных исследований в арсенале имеются – давно и в достаточно большом количестве, с широким диапазоном применения для разных геолого-промысловых условий, можно сказать, на все случаи жизни. Вот только промысловые геологи и разработчики в нефтяных компаниях, как показывает многолетний опыт проведения виртуальных «игр» на цифровом симуляторе «Petrocup» [12], практически не владеют этими инструментами.

Однако опять возникает парадокс нашей действительности. Чаще всего разработчики ориентируются здесь на самый разрекламированный (молодцы, менеджеры маркетинга!), но далеко не самый достоверный и информативный метод. И его в ряде компаний десятилетиями упорно тиражируют, свято веря, как в случаях с плацебо, что эти «таблетки» в реальности чем-то помогают...

Старые «грабли» углеродно-кислородного каротажа для Западной Сибири

К таким плацебо, по моему мнению, давно уже для условий нефтяных месторождений некома Западной Сибири следует отнести углеродно-кислородный каротаж или как его чаще на практике называют: «С/О-каротаж». На самом деле это целый комплекс из трех независимых нейтронных методов. Четверть века назад мне пришлось участвовать в опытно-промышленных испытаниях данного метода. Это было еще тогда, когда у «С/О» не было импортозамещающих отечественных аналогов и он монопольно предоставлялся геологам-разработчикам России компанией «Schlumberger». Для валанжинских месторождений Западной Сибири, где минерализация вытесняющих вод не превышает 25–30 г/л, этот метод, работающий на эффектах рассеяния быстрых нейтронов и потому не зависящий от степени минерализации воды, а только от наличия в среде таких элементов, как углерод, кислород, кальций, кремний и ряд других, казался тогда панацеей. Ведь наши традиционные нейтронные методы каротажа по тепловым нейтронам, включая импульсные, в обсаженных нефтяных скважинах были (и остаются) при таких концентрациях хлора в воде абсолютно не информативными.

Однако и в перфорированных, а потом и в неперфорированных пластах метод «С/О» (или УКК – углеродно-кислородного каротажа), как выяснилось, работал крайне ненадежно. При опробовании в Ноябрьском регионе его достоверность была определена экспертами компании «Сибнефть» на уровне 25%. Почему? – Специалисты «Schlumberger» вскоре сами

в подробностях разъяснили это, как только их коммерческим флагманом в этом направлении бизнеса стал другой метод оценки текущей нефтенасыщенности (*Кн-тек*) – метод «CHFR – Case Holl Formation Resistivity», что означает: дивергентный электрокаротаж в колонне (ДЭК).

Обладая средним временем жизни в 5–10 мкс, быстрые нейтроны с энергией свыше 1 МэВ просто физически не способны на глубокое проникновение в пласт. Их предел распространения от генерирующего 14 МэВ излучателя быстрых нейтронов – 10 см, а это охватывает преимущественно только пространство самой скважины и ее цементного кольца. Любая остаточная зона проникновения фильтрата в пласт «ставит крест» на информативности такого сканера ближней зоны. В результате применение «С/О-каротажа» даже в неперфорированных интервалах через значительные сроки после бурения и заканчивания стволов, к сожалению, «не видит» вполне внушительные коммерческие запасы нефти (толщины), из-за чего эффективность дострелов новых интервалов в транзитных скважинах при переводе скважин на выше-лежащие объекты – крайне спорная.

Пример из моей практики как эксперта. Был проведен анализ по 62 скважинам, где одна сибирская компания в течение двух лет активно проводила в транзитных скважинах «С/О-каротаж». Средний дебит по рекомендованным скважинам (после проведения замеров «С/О»-методом) составил 3,0 т/сут при обводненности продукции 85,4% (или даже 1,2 т/сут, если делить эффект на все исследованные, а не только рекомендованные 62 скважины).

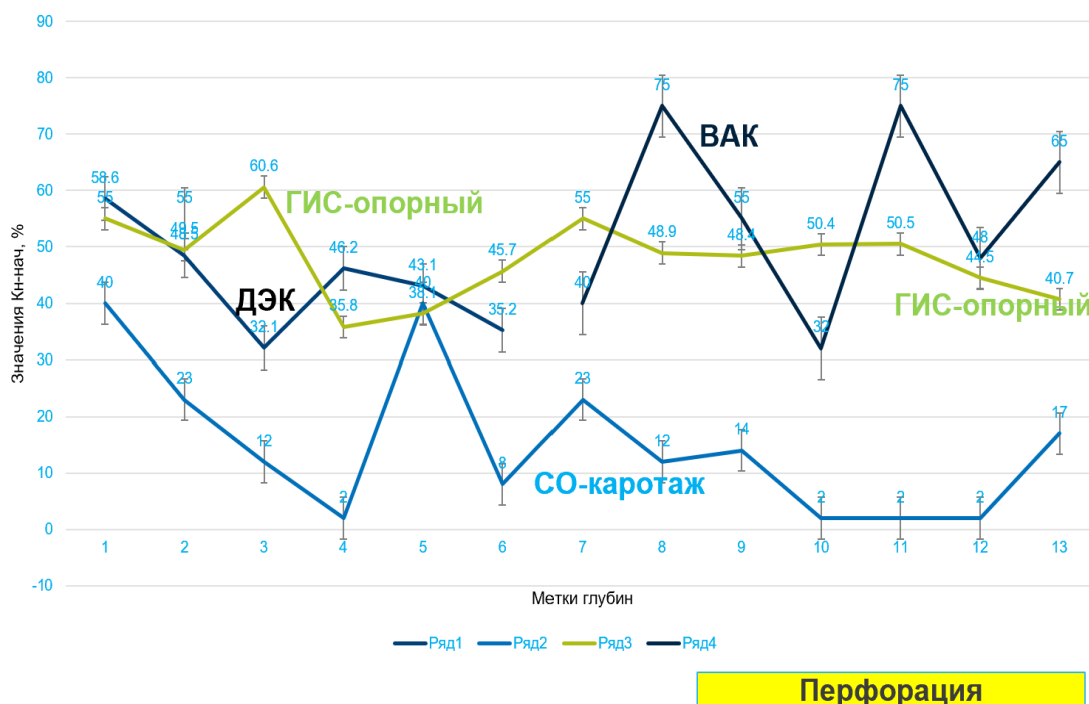
Далее мною был инициирован «слепой» эксперимент, заключающийся в том, что квалифицированному петрофизику, приглашенному со стороны, предоставили имевшиеся в компании материалы, полученные с использованием комплекса ГИС-бурение, а также карты геологического моделирования по тем же 62 скважинам. Специалисту было предложено из указанного списка отобрать на прострелочно-взрывные работы в скважине (ПВР) свои скважины-кандидаты, которые по предварительным данным ГИС и имевшейся ГМ могли бы дать коммерческие притоки. В итоге оперативного анализа имеющихся архивных данных результативность у приглашенного петрофизика без каких-либо знаний о результатах проведенных «С/О» оказалась даже выше, чем у большой группы людей, проводивших и интерпретировавших затратные исследования по «С/О»-методу. Количество рекомендованных экспертом к ПВР скважин было существенно меньше, но средний дебит этих выбранных им скважин составил уже по факту 6,7 т/сут, а обводненность – 73,4%. В чем тогда был смысл указанных 62 «С/О»-исследований? С такой же эффективностью разработчики могли бы выполнять свои ПВР наугад.

Тем не менее этот показательный пример не следует считать критерием истины. Критерием эффективности любого диагностического метода (включая методы ГИС, ПГИ (с PLT)², ГДИС и др.) следует считать фактическое сравнение в полевых

(или стендовых) условиях результатов испытываемого средства с образцовым методом, который изначально имеет высокий индекс доверия со стороны проверяющих экспертов. Такие подходы нефтяным компаниям приходится реализовывать постоянно, в том числе и в последние годы, например, для мониторинговых распределенных систем оценки профиля и состава притока в горизонтальных (ГС) и многоствольных (МСС) скважинах методами оптоволоконной термометрии и акустики (DTS-DAS) [6, 13], также для систем маркерного мониторинга [6, 14, 15] и др.

Неоднократно мною тоже проводились «слепые» эксперименты (тестирование) в полевых условиях, в том числе и с аппаратурными комплексами «С/О-каротажа». На рис. 2, в частности, представлены результаты сравнения для группы тестируемых методов (кроме «С/О-каротажа» используются уже упомянутый ДЭК и дополнительно широкополосный волновой акустический каротаж – ВАК). Сравнение показаний протестированных совместно методов ПГИ проводилось по исходным замерам полноценного комплекса ГИС-бурение. Основанием для выполнения тестового сравнения было то, что скважины на момент испытания практически не имели еще истории добычи/разработки (тем более не было зафиксировано какого-либо обводнения пластов). Однако время, прошедшее после их бурения (месяцы), было уже вполне достаточным, чтобы расформировалась зона проникновения бурового фильтрата.

² Schlumberger. Flow Scanner. Определение сложного многофазного профиля притока в скважине. URL: https://www.slb.ru/services/wireline/production_logging/flow_scanner/ (дата обращения: 17.08.2025).



Ряд 1 – ДЭК – дивергентный электрокаротаж в колонне (аппаратура «ЭКОС»)
 Ряд 2 – запись «С/О-каротажа» в колонне
 Ряд 3 – ГИС-опорный – комплекс ГИС-бурение, проведенный в открытом стволе
 Ряд 4 – ВАК – широкополосный волновой акустический каротаж в обсаженной скважине (методика проф. В.М. Добрынина)
 «Перфорация» – интервал перфорации, изменения глубины (в условных единицах)

Рис. 2. Сопоставление оценок начальной нефтенасыщенности $K_{н-нач}$, полученных разными методами

Fig. 2. Comparison of estimates of the initial oil saturation of K_{s-i} obtained by different methods

Представленные далее графики иллюстрируют точность данных, полученных разными методами, в сравнении с опорными данными комплекса ГИС-бурение: «С/О-каротажа» (углеродно-кислородного каротажа) путем замера показаний в колонне (рис. 3) и дивергентного электрического каротажа путем замера ДЭК в колонне (рис. 4). Для каждого метода оценивалась относительная погрешность (коэффициент детерминации R^2). Однако следует учитывать, что на рис. 3 и 4 относительную погрешность метода характеризует не только R^2 , но и коэффициент линейного тренда.

R^2 характеризует только «разброс» значений относительно тренда (но даже при $R^2 = 1$ (все точки легли на тренд) присутствовала бы значительная систематическая погрешность, так как уравнение тренда отличается от $y = x$).

Как можно видеть из приведенных графиков, «С/О-каротаж» оказался самым недостоверным методом. Наиболее точным следовало бы признать метод ДЭК, хотя и у него для данных примера на рис. 3 тоже было далеко не идеальное совпадение с контрольными значениями, полученными методами комплекса ГИС-бурение (см. рис. 4).

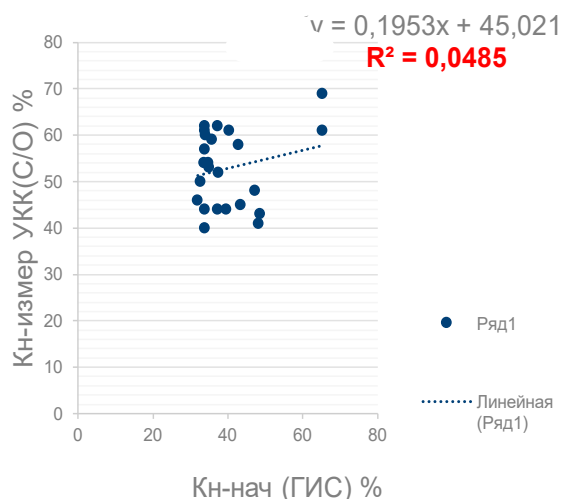


Рис. 3. График разброса значений параметра *Кн-нач*, полученных по опорным данным комплекса ГИС-бурение и по замерам «С/О-каротажа» в колонне с оценкой относительной погрешности метода = 0,049

Fig. 3. Graph of the spread of parameter values *Ks-i* obtained from the reference data of the logging while drilling complex and measurements by «C/O logging» in the string with an estimate of the relative error of the method = 0.049

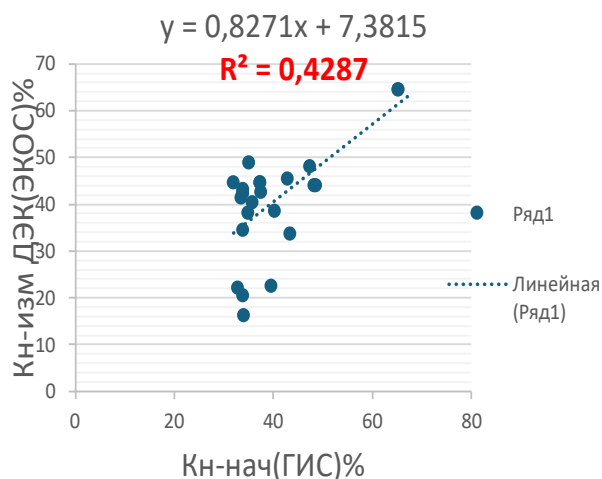


Рис. 4. График разброса значений параметра *Кн-нач*, полученных по опорным данным комплекса ГИС-бурение и по замерам ДЭК в колонне с оценкой относительной погрешности метода = 0,429

Fig. 4. Graph of the spread of parameter values *Ks-i* obtained from the reference data of the logging while drilling complex and by divergent electrical logging in the string with an estimate of the relative error of the method = 0.429

На рис. 5 приведен пример, иллюстрирующий какие объемы запасов нефти способен «не увидеть/пропустить» «С/О-каротаж». Однако окончательный приговор этому методу дали исследования комплекса ГИС-бурение в многочисленных пилотных скважинах (десятки примеров), добуриваемых при уплотнениях или при бурении вторичных боковых горизонтальных стволов (зарезка боковых стволов – ЗБС). Частично это новое бурение затрагивает не только сам целевой пласт, но и вышележащие от него продуктивные горизонты. Сравнение выполненных по таким горизонтам оценок *Кн-тек* с помощью «классических» методов ГИС (комплексы «Амак», «Луч») показало, что в дублируемых методом «С/О-каротажа» скважинах сколько-либо существенных подтверждений оценок по *Кн-тек* нет.

И это мы анализируем примеры с неперфорированными интервалами. Что уж говорить о целевых перфорированных разрабатываемых пластах, где по определению за счет гидростатики столба жидкости ближняя зона пласта должна быть подавлена. Даже широкополосного метода ВАК с глубиной в 0,5–1,0 м для решения этой задачи бывает недостаточно (не говоря уже о глубинности в 0,1 м у «С/О-каротажа»).

Метод ДЭК как альтернатива нейтронным и акустическим методам оценки *Кн-тек*

Оптимально здесь, конечно, тиражировать применение метода дивергентного электрокаротажа в обсаженных трубах с его глубиной исследования в 2–4 и даже более метров.

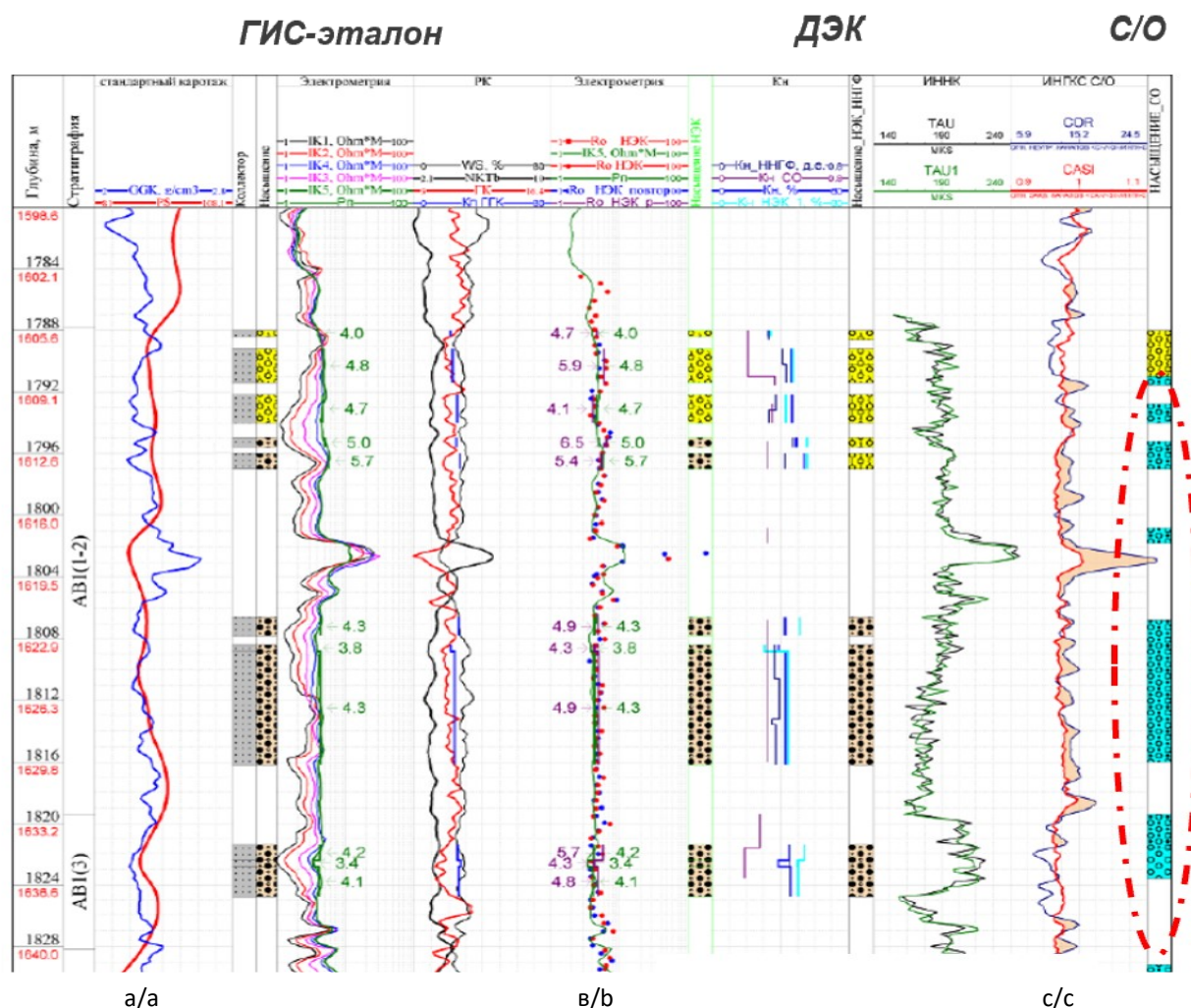


Рис. 5. Сравнение профилей параметра $K_{n-нач}$, полученных разными методами исследований:
 а – комплекса ГИС при бурении скважины;
 б – ДЭК в обсаженной скважине (две колонки насыщенности, данные оценки сделаны разными группами интерпретаторов);
 с – «С/О-каротажа» в обсаженной скважине (пунктирным овалом выделены нефтеносные и газоносные толщины, пропущенные этим методом и определенные им как «водонасыщенные»)

Fig. 5. Comparison of the profiles of the K_{s-i} parameter obtained by different research methods:
 а – logging while drilling complex;
 б – divergent electrical logging in a case borehole (two saturation columns, these estimates were made by different groups of interpreters);
 с – “C/O logging” in a case borehole (dotted oval highlights oil and gas thicknesses missed by this method and defined by it as “water-saturated”)

Минусы ДЭК: большой габарит прибора (требуется подъем лифтовой колонны труб), повышенная требовательность к электрическому контакту с железной колонной (иногда предварительно требуется скребковать внутреннюю

поверхность эксплуатационных труб), запись «по точкам», определенные ограничения для работы в высокоомных разрезах (аппаратура может быть эффективна до 100 или для некоторых модификаций до 300 Ом·м).

Однако представим, что в условиях, когда компания разбуривает новое месторождение исключительно горизонтальными скважинами (варианты: ГС, ГС с многостадийным гидроразрывом пласта (ГРП), МСС), или же при заканчивании вертикальных (ВС) и наклонно-направленных (ННС) скважин тотально применяется ГРП – в этих случаях даже применение такого эффективного и глубинного метода как ДЭК в эксплуатационном фонде скважин может оказаться невозможным или некорректным.

Что тогда остается делать компаниям-недропользователям/операторам? Ничего не делать – нельзя! Это будет преднамеренным нарушением закона «О недрах», так как фактически означает ведение ими разработки пластов заведомо «вслепую». По максимуму нефтяным компаниям остается дополнительно инвестировать в строительство необходимого количества вертикальных наблюдательных (контрольных) «глухих» скважин на своих месторождениях. Вполне вероятно, что просто переоборудовать под указанную задачу старые разведочные скважины не получится (они, как правило, перфорированные и в них уже «ржавые» колонны).

В идеале было бы строить такие наблюдательные скважины с идеально выполненным цементажом, без вскрытия пластов, с установкой на забое (в пределах продуктивных толщ) хвостовиков труб из антикоррозионного материала (как вариант – алюминиевые). Среда в стволе – на нефтяной основе. Лифтовые трубы здесь по определению не нужны. Оптимальный метод для периодического контроля за положением водонефтяного контакта (ВНК) и для выполнения количественных оценок динамически изменяющихся значе-

ний *Кн-тек* – это, естественно, ДЭК. Контроль за вытеснением нефти в толщинах пласта при таком обустройстве будет идеальным и полученные для продуктивных толщин значения *Кн-тек* могли бы считаться реперными для оценки достоверности 3D ГДМ или результатов иного анализа разработки.

Другим классическим вариантом оборудования наблюдательных скважин являются колонны стеклопластиковых хвостовиков (СПХ), а методами периодического наблюдения за динамикой ВНК и количественным контролем параметров *Кн-тек* – электромагнитные методы ГИС, например, высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ). Однако в Западной Сибири этот подход почему-то не прижился, хотя определенные попытки были.

Простое экономическое решение с проверенной эффективностью

Итак, казалось бы, перебор основных методов в линейке ПГИ (с PLT), пригодных в обсаженном фонде скважин для определения и контроля динамики изменений параметра *Кн-тек*, – неутешителен. Традиционные методы импульсного нейтронного каротажа (ИНК), как и стационарного нейтронного каротажа (СНК), работающие на основе анализа декремента затухания тепловых нейтронов, для своего применения требуют высокой минерализации пластовых и вытесняющих вод. Модернизированный метод ИНК, работающий на быстрых нейтронах («С/О-каротаж» или УКК), обладает существенной недостоверностью из-за чрезвычайно малой глубинности, а в условиях перфорированного пласта просто априори бесполезен.

Метод широкополосной акустики ВАК также имеет ряд своих серьезных недостатков, крайне зависим от качества контактов колонны с породой и цементом, и тоже ограничен глубиной в 0,5–1,0 м. Метод ДЭК технологически трудоемок, хотя он мог бы стать идеальным средством долговременного мониторинга параметров *Кн-тек* в специально построенных на месторождении неперфорированных наблюдательных скважинах. Возможно, именно в этом и состоит его будущее предназначение.

Наиболее ценная и надежная пока информация о состоянии выработки и текущей нефтенасыщенности дренируемых толщин приходит к нам из скважин добываемого фонда. Но такое сверхплановое бурение (например, скважин ЗБС) ведется крайне ограниченно и предварительно, перед началом уплотняющего бурения, геологам-разработчикам хотелось бы быть уверенными в том, что данные скважины не будут пробурены «впустую» – в потенциально низкопродуктивные (по нефти) и высокообводненные зоны. Что же остается?

Тем не менее, в резерве методов и технологий ПГИ есть несколько подзабытое, простое и универсальное технологическое средство, разработанное исключительно для условий неомских и юрских залежей Западной Сибири, широкомасштабная адаптация которого прошла еще в прошлом веке³.

³ Мартянов И.А., Юдин В.А., Цейтлин В.Г., Басин Я.Н. Методические рекомендации по исследованию нефтяных скважин импульсным нейтронным каротажем с закачкой меченого вещества. М.: ВНИИгеоинформсистем, 1987. 89 с.

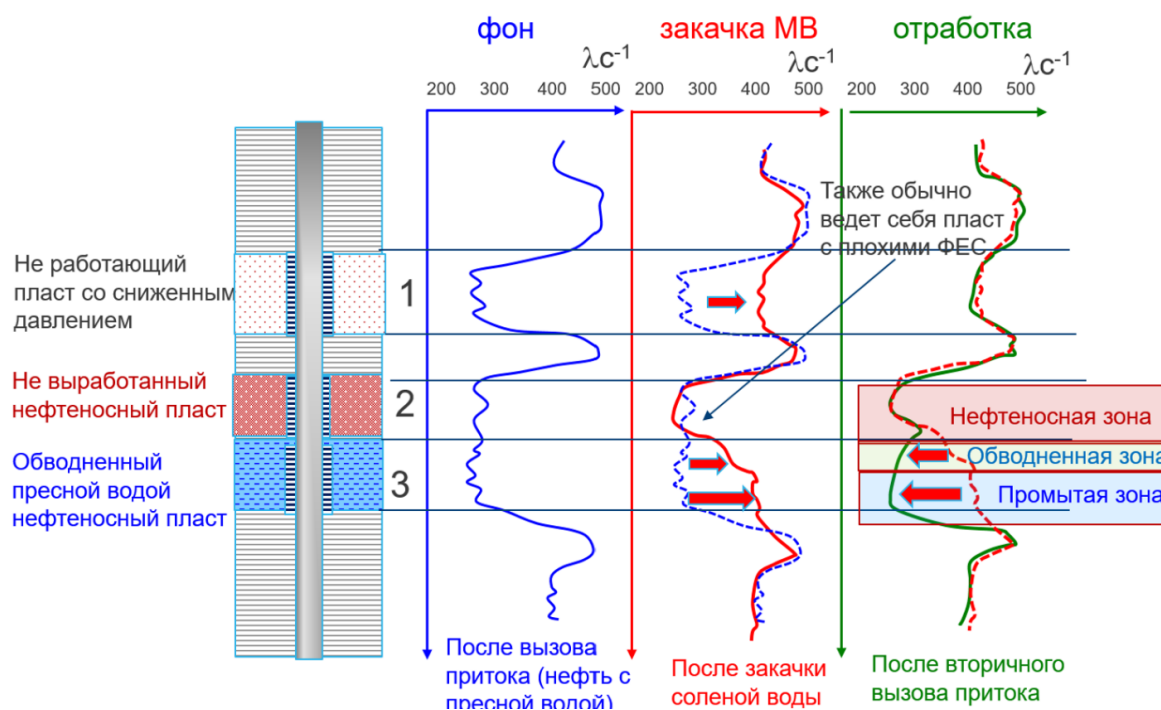
Возможно, этот подход и теперь широко бы использовался в нефтяной промышленности, если бы геологов вконец «не запутали» перспективами «С/О-каротажа».

Речь, конечно же, идет об активной технологии ИНК с применением искусственных закачек в пласт меченых веществ (МВ) [6]. На рис. 6 приведена схема, иллюстрирующая методику ПГИ на основе циклических замеров методом ИНК с закачкой МВ (на основе хлорили бор-продуктов). Как правило, МВ – это всего лишь вполне доступные солевые растворы NaCl.

Основные циклы замеров:

- изначально фоновый в долго простаивающей перфорированной скважине,
- сразу после закачки в пласт меченого вещества (например, минерализованного раствора NaCl или раствора соляной кислоты HCl),
- серия замеров в процессе отработки (очистки) пласта от МВ.

Правда, следует признать, что на выходе этого исследования мы получим не количественные потолщинные оценки *Кн-тек*, а сумеем провести только качественную селекцию выделенных в профиле пласта толщин на группы: нефтенасыщенные не вырабатываемые, частично обводненные, полностью промытые, изначально водонасыщенные. Кроме того, этот подход позволит выполнить количественную поинтервальную экспериментальную оценку параметра остаточной нефтенасыщенности *Кн-ост* (которую неплохо бы сопоставить с оценками по лабораторным зависимостям ГИС–КЕРН и ОФП).



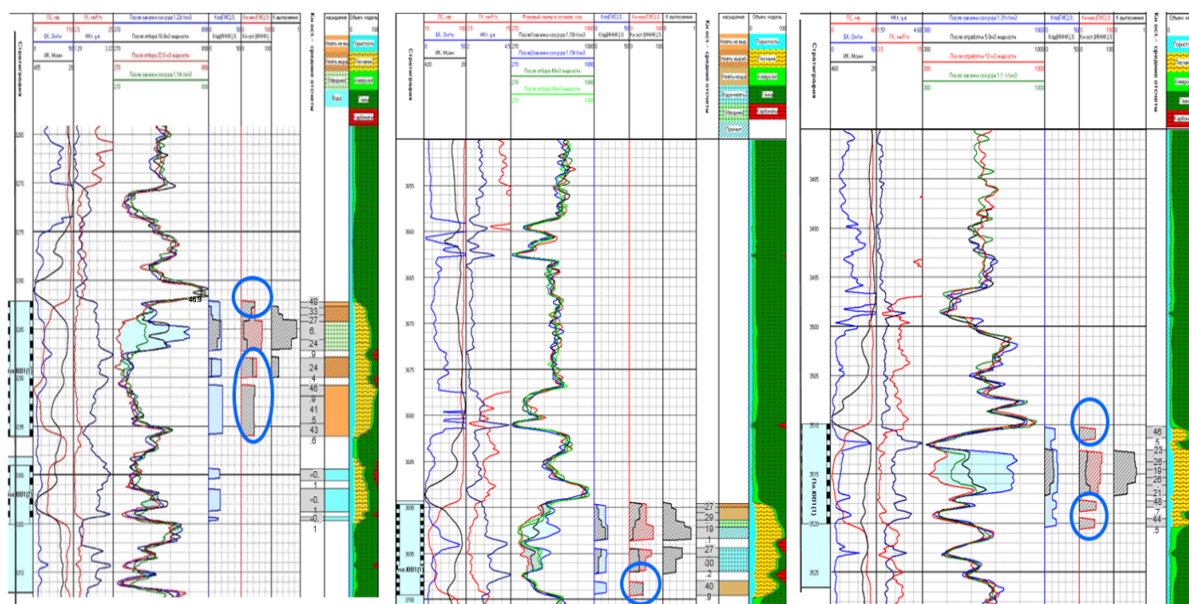
1, 2, 3 – условные пропластки с разными фильтрационно-емкостными характеристиками

Рис. 6. Иллюстрация принципа работы методики промыслово-геофизических исследований скважин на основе циклических замеров методом импульсного нейтронного каротажа с закачкой меченого вещества (на основе хлор- или бор-продуктов)

Fig. 6. Illustration of the principle of operation of the method of field geophysical research of wells based on cyclic measurements by pulsed neutron logging with injection of labeled substance (based on chlorine or boron products)

Для решения обсуждаемой здесь регламентной задачи Роснедр по оценке состояния выработки нефтяной залежи при заводнении «пресными» водами в первом приближении этого более чем достаточно. Если в разрезе целевого пласта имеются неохваченные вытеснением от применяемой системы ППД нефтеносные толщины, то мы их однозначно зафиксируем и по их мощности примерно оценим потенциал от проведения на залежи (блоке залежи) целевых ГТМ. В качестве таких ГТМ в первую очередь стоит назвать средне- и малообъемные ГРП в добывающих ВС

и ННС (рис. 7), а также создание способом увеличения репрессии на пласт протяженных трещин автоГРП в нагнетательных скважинах. Цель при этом будет общая: приобщить к выработке плохо вырабатываемые толщины (на рис. 7 видно, что это достаточно протяженные интервалы толщин, где текущая нефтенасыщенность сопоставима с уровнем начальных K_n -нач), реанимировав тем самым эксплуатацию высокообводненных скважин и обеспечив не только их рентабельность при дальнейшей добыче, но и рост текущего коэффициента извлечения нефти за счет довыработки ОИЗ нефти из пласта.



Синие овалы – толщины, где текущая нефтенасыщенность сопоставима с уровнем начальной нефтенасыщенности

Рис. 7. Практические примеры использования активной методики ИНК с закачкой МВ для выявления (на качественном уровне) невырабатываемых или плохо вырабатываемых нефтеносных толщин

Fig. 7. Practical examples of using an active pulsed neutron logging technique with injection of a labeled substance to detect (at the qualitative level) nonproduced or poorly produced oil-bearing layers

В результате применения рассмотренной методики (см. рис. 7), в частности, в указанных скважинах для приобщения к разработке невырабатываемых толщин были рекомендованы целевые ГТМ способом проведения малообъемного ГРП, благодаря чему средние дебиты нефти после ГРП стабильно увеличивались с 0,5–1,0 т/сут до 15–25 т/сут при длительном периоде действия эффекта (более года).

Заключение

Итак, попробуем сформулировать тезисно, что же делать нефтяным компаниям и недропользователям в условиях разработки высокообводненных месторождений при условии вытеснения нефти низкоминерализованными водами (все месторождения Западной Сибири). Как с минимальными затратами и с гарантированной достоверностью обеспечить выполнение новых требований регламентного документа

Роснедр «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений» от 05.10.2023 г.

Выше были анонсированы следующие варианты подходов, практикуемые нефтяными компаниями.

А) Для месторождений традиционных НИЗ нефти с применением сеток бурения ВС, ННС (частично ГС и ЗВС), преимущественно без ГРП заканчивания:

1. Работать, как и раньше, слепо доверяя цифровым моделям 3D ГДМ («цифровым двойникам»), но теперь надзорные органы будут требовать для пробуренного эксплуатационного фонда скважин выполнять прямые инструментальные замеры $K_{н-тек(ост)}$ в установленном количестве (охват 1% в год эксплуатационного фонда скважин).

Их сравнение в опорном фонде скважин с выгрузкой определений *Кн-тек* из 3D ГДМ будет определять степень сходимости прогноза (от ГДМ) и факта (по замерам ПГИ);

2. Сделать акцент на информативность ГИС при бурении уплотняющих ГС и ЗБС (это прямые оценки в пилотных стволах параметров *Кн-тек* комплексами типа «Луч», «Амак» на буровом оборудовании, включая автономные). Правда, данный подход далеко не панацея для всех месторождений (особенно уже плотно разбуренных), к тому же в итоге эффект от уплотняющего бурения может оказаться малорентабельным, так как исследования ГИС будут проведены в процессе, а не до планирования ГТМ;

3. Комбинировать все доступное из перечисленных выше методов ГИС и ПГИ, включая: ДЭК (глубинностью 2–4 м), ИНК с закачкой МВ в виде NaCl (до 0,3–0,5 м), ВАК (до 0,5–1,0 м), что мало кто делает на практике, особенно в плане контроля выработки нефти из целевого перфорированного объекта.

Б) Для месторождений традиционных НИЗ нефти с применением заканчивания ГС, ГС с МГРП, МСС или даже для ВС-ННС со 100-процентным ГРП заканчиванием:

1. Работать «вслепую», отдавая себе в этом отчет, и, безусловно, нарушая закон и нормативы Роснедр;

2. Сделать акцент на информативности ГИС при бурении пилотов в новых ГС и ЗБС (однако эти ГТМ в своих объемах конечны и дадут ценную информацию лишь эпизодически);

3. Предусматривать строительство опорной сети наблюдательных «глухих» скважин с ВС (ННС) заканчиванием, где потребуются организовывать периодический контроль за динамикой выработки нефти в толщинах залежи* на основе:

– Метода ДЭК в скважинах, оборудованных в продуктивной зоне разреза хвостовиками труб из антикоррозионного материала (например, из алюминиевых труб);

– Методов электромагнитного каротажа (например, метода ВИКИЗ) в скважинах с хвостовиками из СПХ.

* Здесь принципиальный момент: Роснедра должны ввести соответствующее дополнительное требование по строительству наблюдательных скважин с целью мониторинга и контроля *Кн-тек*, после чего четко контролировать выполнение данного требования при защитах недропользователями проектов разработки своих месторождений.

Вклад автора

А.И. Ипатов – концептуализация, проведение исследования, визуализация, методология, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Давлетбаев А.Я., Асалхузина Г.Ф., Уразов Р.Р., Саранулова В.В. Гидродинамические исследования скважин в низкопроницаемых коллекторах. Новосибирск: Дом мира, 2023. 176 с.

2. *Ilk D., Blasingame T.A.* Decline curve analysis for unconventional reservoir systems – Variable pressure drop case // SPE Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, 5–7 November 2013. Paper SPE 167253-MS. <https://doi.org/10.2118/167253-MS>
3. *Уразов Р.Р., Давлетбаев А.Я., Синуцкий А.И.* и др. Анализ добычи и давления по горизонтальным скважинам с многостадийным гидроразрывом пласта // Нефтяное хозяйство. 2020. № 10. С. 62–67. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-10-62-67>
4. *Aslanyan A., Ganiev B., Lutfullin A.* et al. The integrated technology of residual reserves localization and profit increase on brownfields // SPE Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands, 18–21 October 2021. Paper SPE-205172-MS. <https://doi.org/10.2118/205172-MS>
5. *Maltsev A.K., Kudlaeva N.V., Aslanyan A.M.* et al. Evaluating efficiency of multilateral producing wells in bottom water-drive reservoir with a gas cap by distributed fiber-optic sensors and continuous pressure monitoring // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 12–15 October 2021. Paper SPE-206485-MS. <https://doi.org/10.2118/206485-MS>
6. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
7. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 896 с.
8. *Ипатов А.И., Колупаев Д.Ю., Кременецкий М.И.* и др. Разработка и внедрение дистанционной системы интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2019. № 4(14). С. 38–47.
9. *Щелкачев В.Н.* Сравнительный анализ нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений по странам мира. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. 119 с.
10. *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.
11. *Огнева А.С., Федоров А.Э., Антонов М.С.* и др. Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти США // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18, № 2. С. 23–37. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-2-24-37>
12. *Асланян А.М.* Опыт разработки цифровых месторождений на основе интерактивных сессий «Петрокап» // Нефтяное хозяйство. 2019. № 3. С. 28–34. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-3-28-34>
13. *Халилов Д.Г., Некрасов А.Н., Савич А.Д., Костицин В.И.* Количественное определение дебита добывающих скважин по данным оптоволоконной распределенной термодобитометрии (схема и методика) // Каротажник. 2024. Вып. 5(331). С. 56–74.
14. *Каюков Д.Ю.* Тестирование систем трассерного мониторинга горизонтальных скважин на мультифазном метрологическом стенде // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 173–183. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art11>

15. Карпов В.Б., Рязанов А.А., Паршин Н.В. и др. Маркерный мониторинг профиля и состава притока в горизонтальных скважинах Средне-Назымского месторождения как эффективный инструмент получения информации в условиях ТРИЗ // Недропользование XXI век. 2019. № 6(82). С. 54–63.

Информация об авторе

Андрей Иванович Ипатов – д.т.н., профессор, Губкинский центр нефтегазовой геологии и гидродинамики, Москва, Россия; SPIN-код: 5314-5591, <https://orcid.org/0009-0002-9023-6860>; e-mail: ipatov.a@gubkin.ru

Поступила в редакцию 05.05.2025

Принята к публикации 04.07.2025

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.19>

Inventory production control: How can oil companies ensure compliance with the new requirements of the Federal Agency for Mineral Resources Regulatory Document*

Andrey I. Ipatov ✉

Gubkin Scientific and Production Center for Petroleum Geology and Hydrodynamics,
23 Krzhizhanovskogo St., Bldg. 1, Moscow, 117218, Russia

Abstract. *Background.* In view of the introduction by the Federal Agency for Mineral Resources of the new regulations of well testing from 1 October 2023, the article considers the issues of technological support of the requirements for the coverage and frequency of instrumental control of the production of recoverable oil reserves during the development of raw hydrocarbon deposits, provided by the regulations. *Objective.* To develop recommendations to oil companies and subsoil users on fulfillment of the requirements of the new Regulatory Document in conditions of development of highly watered fields under conditions of oil displacement by low-mineralized waters. *Materials and methods.* The use of logging and production logging methods is shown using the examples of typical Neocomian deposits in Western Siberia. *Results.* The problem of low quality of hydrodynamic models due to nonuse of well surveying data is analyzed. In conditions of low mineralization of invading waters, low reliability of carbon/oxygen logging is shown. It is proved that oil companies have the opportunity to rely on the on the information content of “active” neutron logging (with artificial injection of mineralized salt solutions), as well as on the interpretation of logging complexes in newly drilled wells. *Conclusions.* The cardinal solution to the problem of controlling the development of recoverable reserves and, as a result, ensuring the oil recovery factors approved in the new regulations should be observation nonperforated wells with fiberglass or metal liners under conditions of their monitoring by logging and production logging methods.

Keywords: oil recovery rate, initial and residual recoverable oil reserves, digital geological and hydrodynamic models of reservoirs, reservoir pressure maintenance system, pulsed neutron logging, carbon/oxygen logging based on the pulsed neutron logging method, marker substance based on chlorine or boron products, divergent electrical logging in the string

Funding: the work received no funding.

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Andrey I. Ipatov, ipatov.a@gubkin.ru

© Ipatov A.I., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Ipatov A.I. Inventory production control: How can oil companies ensure compliance with the new requirements of the Federal Agency for Mineral Resources Regulatory Document. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 287–308. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.19>

Author contributions

Andrey I. Ipatov – conceptualization, investigation, visualization data curation, methodology, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Davletbaev A.Ya., Asalkhuzina G.F., Urazov R.R., Sarapulova V.V. *Hydrodynamic Studies of Wells in Low-Permeability Reservoirs*. Novosibirsk: Dom mira, 2023. 176 p. (In Russ.).
2. Ilk D., Blasingame T.A. Decline curve analysis for unconventional reservoir systems – Variable pressure drop case. In: *SPE Unconventional Resources Conference*, Calgary, Alberta, Canada, 5–7 November 2013. Paper SPE 167253-MS. <https://doi.org/10.2118/167253-MS>
3. Urazov R.R., Davletbaev A.Ya., Sinitskiy A.I. et al. Rate transient analysis of fractured horizontal wells. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2020. No. 10. P. 62–67. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-10-62-67>
4. Aslanyan A., Ganiev B., Lutfullin A. et al. The integrated technology of residual reserves localization and profit increase on brownfields. In: *SPE Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition*, Amsterdam, Netherlands, 18–21 October 2021. Paper SPE-205172-MS. <https://doi.org/10.2118/205172-MS>
5. Maltsev A.K., Kudlaeva N.V., Aslanyan A.M. et al. Evaluating efficiency of multilateral producing wells in bottom water-drive reservoir with a gas cap by distributed fiber-optic sensors and continuous pressure monitoring. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Virtual, 12–15 October 2021. Paper SPE-206485-MS. <https://doi.org/10.2118/206485-MS>
6. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of Field Geophysical Control 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. 756 p. (In Russ.).
7. 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. 896 p. (In Russ.).
8. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Pustovskih A.A. et al. Intellectual well-test and PLT remote monitoring downhole system development and implementation for producing oil wells. *PROneft. Professionally about Oil*. 2019. No. 4(14). P. 38–47. (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.).

10. 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. (In Russ.).
11. Ogneva A.P., Fedorov A.E., Antonov M.P. et al. Evolution of USA tight oil fields development technologies. *Neftegazovoe delo*. 2020. Vol. 18, No. 2. P. 23–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-2-24-37>
12. Aslanyan A.M. Digital oilfield development experience based on interactive PetroCup session. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2019. No. 3. P. 28–34. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-3-28-34>
13. Khalilov D.G., Nekrasov A.N., Savich A.D., Kostitsyn V.I. Quantitative evaluation of production-wells output from the data of fiber-optic distributed thermal flow measurements (flowchart and method). *Karotazhnik*. 2024. No. 5(331). P. 56–74. (In Russ.).
14. Kayukov D.Yu. Testing of tracer monitoring systems of horizontal wells on a multiphase metrological test bench. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023. No. 2(41). P. 173–183. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art11>
15. Karpov V.B., Ryazanov A.A., Parshin N.V. et al. Markers-based production logging in horizontal wells as a tool to approach hard-to-recover reserves of Sredne-Nazymskoye field. *Nedropolzovanie XXI vek*. 2019. No. 6(82). P. 54–63. (In Russ.).

Information about the author

Andrey I. Ipatov – Dr. Sci. (Eng.), Professor, Gubkin Scientific and Production Center for Petroleum Geology and Hydrodynamics, Moscow, Russia; Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-9023-6860>; e-mail: ipatov.a@gubkin.ru

Received 5 May 2025

Accepted 4 July 2025