УДК 553.98

В.В. Трушкин
канд. геол.-мин. наук
ТомскНИПИнефть
начальник отдела
оперативного подсчета запасов нефти и газа
TrushkinVV@nipineft.tomsk.ru

Флюидодинамическая парадигма нефтяной геологии XXI века (Опыт ретроспективной рецензии)

В статье рассматриваются аспекты геофлюидодинамической концепции, представленной в опубликованной в 2003 г. книге Н.П. Запивалова и И.П. Попова «Флюидодинамические модели залежей нефти и газа», с точки зрения прошедшего периода. Рассмотрены результаты развития парадигмы и внедрения соответствующих научных разработок в производство

In article aspects the geodynamic conception of fluids presented in the book of N.P. Zapivalov, I.P. Popov «Fluid dynamic models of deposits of oil and gas», published in 2003 publishing house of the Siberian Branch of the Russian Academy of Science are considered and discussed. Considered the results of the development paradigm and implementation of the relevant scientific developments into production

Ключевые слова: нефть, газ, трещинный коллектор, гидродинамические исследования скважин, флюидодинамические модели, депрессия 5 МПа, подсчет запасов, трудноизвлекаемые поровые запасы
Keywords: oil, gas, crumbing petroleum reservoir, hydrodynamical drillhole research, fluid dynamic models, depression 5 megaPa, estimation of reserves, hard recoverable pore reserves

Открытие Западно-Сибирской нефтяной провинции с ее уникальными по запасам УВ месторождениями во многом обеспечило рост уровня добычи нефти небывалыми темпами. К сожалению, как отмечают Н.П. Запивалов и И.П. Попов [1], «Передовой опыт форсированной разработки месторождений, перенесенный в Западную Сибирь из других регионов, оказался пагубным, а технологии примитивными. Этот фактор явился одной из главных причин резкого падения нефтяного производства в Западной Сибири и в России в целом». В этой связи начала «сокращаться и рутинная нефтегеологическая наука. Из затрат исключается все, что не обеспечивает выгод и прибылей в ближайшей перспективе. Четко обозначилась необходимость смены технологической парадигмы».

На вопрос «Есть ли нефтяное будущее у России?» авторы и попытались ответить в книге «Флюидодинамические модели залежей нефти и газа», обосновывая необходимость более

сложного подхода к изучению пласта-коллектора, который состоит не только из пор, но и трещин, и каверн.

Прежде чем начать анализ идей, изложенных авторами вышедшей 10 лет назад книги, следует оговориться, что все высказанные ниже замечания, пожелания и советы продиктованы надеждой на ее переиздание.

В представляющей читателю «теоретические предпосылки и авторские концепции» **первой главе** дается обзор современных фундаментальных основ нефтяной геологии: условий генерации УВ и формирования скоплений нефти и газа.

К изучению процессов формирования и «жизни» месторождений авторы совершенно справедливо подходят с позиции геофлюидодинамического направления, возникшего в последней четверти XX в, и выдвигают, на первый взгляд, довольно смелую «блоково-пульсационную» концепцию движения флюидов. Эти же вопросы рассмотрены в работах московских исследователей В.И. Дюнина и А.В. Корзуна [2, 3]. Авторы подтверждают и достаточно подробно раскрывают данную концепцию и основанную на ней теорию происхождения нефти и формирования залежей. Единственным спорным моментом остается однозначное утверждение авторов о высокой транспортирующей способности конвективных потоков.

Вторая глава посвящена сути работы − основанной на концепции А.А. Трофимука, А.М. Нечая, Ф.И. Котяхова и др. необходимости пересмотра понятия резервуара нефти и газа, где наряду с межзерновыми порами, трещины и каверны составляют значительную долю, до 3−5%, эффективного пустотного пространства. Кратко излагаются теоретические основы образования трещинной и кавернозной емкости в процессе образования вторичной пористости. Однако в практическом плане изучение трещинной емкости остается пока проблематичным.

Здесь необходимо уточнить суть проблемы, которая, по мнению автора статьи, кроется не в низком выносе керна, а в незначительном размере исследуемых образцов; как следствие, сами трещины, являющиеся основными проводниками в пласте, на образцах в основном отсутствуют. Так, по данным, приведенным в работе [1], проницаемость, определенная в полевых условиях (гидродинамическим, гидрохимическим, термическим и изотопным методами), оказывалась на 2−3 порядка выше проницаемости по керну.

Единственный метод, позволяющий рассчитывать трещинную емкость, − гидродинамический. На кривых восстановления давления (КВД) в скважинах, вскрывших трещинный пласт, отмечается «трещинная ступенька». По ней определяется трещинная и поровая емкость [4].

При оценке перспектив Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти [5] по КВД, записанной в поисковой скважине № 32, была определена трещинная пористость − 7,2%, что оказалось на порядок выше обычно принимаемой – 0,2% для поровых коллекторов юрских отложений. Опираясь на рассчитанную трещинную емкость (7,2%), была рассчитана межгранулярная емкость − 11,92%, которая оказалось равной пористости по керну – 12%, что позволяет опровергнуть возможность допуска ошибки при расчете трещинной пористости.

Причиной полученного высокого значения трещинной емкости, возможно, являются перечисленные в работе [5] геологические особенности строения месторождения. Они позволяют рассматривать модель месторождения не с традиционной позиции пластово-сводовой залежи с поровым коллектором, а с позиции массивно-блоковой залежи, сложенной коллекторами порово-трещинного типа. С учетом рассчитанной трещинной емкости запасы месторождения могут увеличиться в 2 раза. Но для подтверждения такой модели необходимы дополнительные факты и исследования.

В 2006 г. на месторождении была пробурена разведочная скважина № 5. По КВД, записанной в открытом стволе, также отмечалась «трещинная ступенька» [6]. В этом же году интересный факт был установлен при анализе причин недостижения проектных уровней добычи нефти в эксплуатационных скважинах Карайского месторождения. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) в эксплуатационных скважинах оказались ниже, чем в поисковых и разведочных, что явилось основанием для приостановки освоения месторождения. Коэффициент проницаемости – 1 мД, пористости − 12% оказались аналогичными Трайгородско-Кондаковскому месторождению. По КВД в скважине 1505 Карайской также отмечалась «трещинная ступенька» и в керне скважины – 1007 субвертикальных трещин.

Опыт работы с такими месторождениями есть в Белоруссии. Этот опыт частично проанализирован применительно к Трайгородско-Кондаковскому месторождению [6].

1. Поиск таких блоково-массивных месторождений методом «наземной термогидродинамики» − выявляются аномально-повышенные тепловые поля, что действительно имеет место на данном месторождении.

2. Скважины бурить подальше от разломов. Вблизи разломов коллектор закальматирован.

Густота разломов на месторождении составляет 1−2,5 км/км^2.

3. Скважины бурить на водном растворе с депрессией на пласт, в результате не происходит набухание глинистых минералов и дебиты увеличиваются с 5 до 20−40 м^3/сут. На месторождении содержание каолинита и вермикулита достигает 6%.

4. При изучении трещиноватости нельзя использовать старый керн. Новый керн отбирать диаметром 10 см.

5. Не перекрывать эксплуатационной колонной продуктивные отложения, испытывать в открытом стволе или перекрывать фильтром продуктивные отложения, но не цементировать, чтобы не пломбировать трещины и не снижать продуктивность. Анализ испытания скважин на месторождении подтвердил эту рекомендацию. На двух скважинах 34 Кондаковской и 218 Чебачьей были установлены фильтры, и при их испытании получены переливающие притоки нефти, в отличие от остальных скважин, где получены не переливающие притоки нефти.

6. ГРП в скважинах делать на нефтяной основе. На водном растворе будет происходить набухание глинистых минералов. Перед проведением ГРП скважины исследовать на наличие естественной трещиноватости.

7. Отборы нефти ограничивать, тогда дебиты нефти стабильны в течение длительного времени и скважины не обводняются. При использовании ЭЦН скважины резко обводнялись.

8. Закачку воды производить ниже ВНК, либо за контуром. При закачке воды внутри блоков происходит резкое обводнение скважин. Закачку воды производить в низкопроницаемые зоны.

Эффективность промыслово-геофизических методов также пока невысока. Относительно перспективными, как считают авторы, могут являться акустические, радиоактивные и электромагнитные методы каротажа, особенно ВИКИЗ. Эффективность акустического каротажа по интерпретации суперколлекторов подтверждена в частности на Двуреченском и Крапивинском месторождениях нефти Томской области.

Особого внимания заслуживает вывод авторов о том, что многопластовые месторождения Западной Сибири представляют собой единые флюидодинамические системы

На количественном уровне порово-трещинную проницаемость и пористость, как уже отмечалось, можно определить по КВД, имеющим «трещинную ступеньку». На качественном уровне трещинный коллектор на ИД (индикаторная диаграмма) имеет выпуклый вид к оси дебитов, и достаточно давно и однозначно интерпретируется многими исследователями как отражение процессов схлопывания трещин. Между тем необходимо отметить, что в последние годы выпуклый характер ИД некоторые исследователи Западной Сибири начали связывать с влиянием рыхлосвязанной воды, сохраняющейся в зонах нефтенедонасыщения и кольматирующей прискважинную зону, что подтвердилось на Игольско-Таловом месторождении в Томской области [7]. Также на количественном уровне высокопроницаемые коллекторы рассчитываются по индикаторным исследованиям.

Далее авторы на многочисленных примерах по различным месторождениям бывшего Советского Союза наглядно доказывают решающую роль трещинных коллекторов в процессе эксплуатации месторождений. Ее неучет приводил к преждевременному обводнению скважин. Однако после «вынужденной реабилитации» этих скважин до 25 лет, они вновь начинали работать нефтью.

Наряду с субгоризонтальной трещиноватостью авторы на убедительных примерах показывают существенную роль вертикальной трещиноватости в процессах флюидодинамической миграции, особенно в зонах активизации земной коры.

Несмотря на относительную молодость разработки томских месторождений, необходимость использования более сложных подходов к оценке емкости резервуара и его запасов намечается и здесь. Так на Лонтынь-Яхской залежи нефти, имевшей наклонный ВНК по модели 2002 г., традиционные методы подсчета запасов полностью себя исчерпали. Новых данных для изменения модели не было, а существовавшие темпы отбора нефти в год позволяли спрогнозировать дисбаланс запасов через 3 года.

Итак, на основе многочисленных и разнообразных фактов (на территории Томской области) авторы подводят читателя к необходимости инновационного подхода к оценке запасов и проектированию разработки месторождений. Традиционные виды промыслово-геофизических и керновых исследования не позволяют определять ФЕС трещинных коллекторов, что требует разработки новых методов моделирования месторождений.

Глава 3 «Методы флюидодинамического моделирования» начинается с достаточно подроб-

ного описания особенностей работы порово-трещинных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин месторождения нефти Бештентяк. Гидродинамические данные подкрепляются геолого-геофизической информацией. По данным акустического каротажа описывается количественная методика выделения трещинных и кавернозных коллекторов. На основе этих предпосылок обосновывается универсальная флюидодинамическая модель работы трещинных и поровых коллекторов по данным динамики средних по годам и суммарных показателей разработки месторождений. Согласно этой модели традиционно считаемая добыча из поровых коллекторов в реальности происходит из трещинных, порово-трещинных и трещинно-поровых коллекторов, и только на завершающей стадии эксплуатации месторождений – из поровых коллекторов.

К недочету этого раздела следует отнести отсутствие такой важной характеристики пласта как коэффициента трещиноватости, который численно равен отношению коэффициентов гидропроводности, определенных по данным гидродинамических и лабораторных исследований.

Первым универсальным свойством флюидодинамических систем является неизменность ФЕС в прискважинной зоне при депрессиях на пласт менее 5 МПа. При более высоких депрессиях продуктивность скважин начинает понижаться. На мой взгляд, спорно однозначно говорить о физической причине существования этой границы только за счет схлопывания трещин. Однако в целом стоит поддержать точку зрения авторов о неэффективности разработки залежей при депрессиях выше 5 МПа [7].

Без подкрепления дополнительной геологической информацией, возможно, является спорной однозначная интерпретация авторами прямых участков на ИД и КВД только с позиции работы различных типов коллектора.

Вторым универсальным свойством нефтяных и газовых залежей, как считают авторы, ссылаясь на работы многих отечественных и зарубежных исследователей, является положение о примерном равенстве балансовых запасов в трещинах и в порах. Для подсчета запасов нефти в трещинном коллекторе объемным методом авторами обосновываются наиболее характерные средние величины: трещинной пористости – 0,2%, нефтенасыщенности и нефтеотдачи – 100%.

Рациональной идеей является методика экспертной оценки извлекаемых запасов отдельно в трещинном и в поровом коллекторе по показателям разработки, которую авторы предлагают использовать для проверки новых методов подсчета запасов трещинно-поровых коллекторов. Согласно этой методике, по флюидодинамическим моделям КИН поровых коллекторов составляет 50%, КИГ – 10%. Для оптимальной выработки поровых запасов темп отбора не должен составлять около 2% балансовых запасов при щадящих депрессиях на пласт 5 МПа, обеспечивающих подпитку трещин из низкопроницаемых поровых коллекторов.

В главе 4 рассматривается «Использование флюидодинамических моделей в процессе разведки и разработки месторождений». На примере разработки некоторых месторождений Западной Сибири и месторождения Бештентяк (Таджикистан) авторы приводят доказательства неэффективности традиционного подхода к разработке залежей УВ с точки зрения представления о пласте, как только о поровом, однородном коллекторе. Основным отрицательным последствием такого подхода является резкое обводнение скважин и снижение добычи нефти в сравнении с проектными показателями.

Главное достоинство главы – авторы, наверное, впервые теоретически понятно обосновали причины тех катастрофических последствий, которые происходили на месторождениях Западной Сибири. Особого внимания заслуживает вывод авторов о том, что многопластовые месторождения Западной Сибири представляют собой единые флюидодинамические системы, поскольку, как показывает практика последних лет, именно такой подход позволил повысить эффективность ГРР на территории Томской области. И, возможно, позволит снять многие острые вопросы, возникающие при разработке таких месторождений.

Пятая глава посвящена «Оценке промышленных извлекаемых запасов нефти и газа на основе флюидодинамических моделей». На примере Мамонтовского месторождения нефти (терригенный коллектор, Западная Сибирь), газонефтяного месторождения Бештентяк и газового месторождения Кызылтумшук (карбонатные коллекторы, Туркмения), проводится подсчет запасов по предлагаемому объемному и флюидодинамическому методу. Обоснование подсчетных параметров подкрепляется фактическими материалами. Расхождения в подсчете запасов по обоим методам не превышают 4%.

Несмотря на высокую точность расчетов, все же хочется предостеречь читателя от необоснованных надежд, связанных с использованием нового объемного метода как универсального и простого способа оценки трещинно-поровых запасов, основанного на концепции равенства запасов в трещинной и поровой среде.

Во-первых, при оценке эффективных толщин пластово-массивных залежей использовалась не

расчетная средневзвешенная по площади величина, а близкая к максимальной в купольной части.

Во-вторых, при подсчете запасов нефти по флюидодинамической модели трещинные запасы определяются в книге по добыче не только из трещинных коллекторов, но и из порово-трещинных и трещинно-поровых.

В третьих, попытка применить данный метод для Лонтынь-Яхского месторождения дала неуверенный результат – при сопоставлении результатов расчета с утвержденными начальными запасами в 2002 г., они оказались в 16 раз меньше и в 19 раз меньше накопленной добычи на 2013 г.

Поэтому, на мой взгляд, в реальности эта методика подсчета запасов имеет ограниченные условия применимости. Вероятно, она может быть использована для экспертной оценки запасов в карбонатных коллекторах, в терригенных коллекторах многопластовых месторождений и залежей с низкопроницаемыми терригенными коллекторами (например, Трайгородско-Кондаковского и Карайского месторождений нефти).

Факты неэффективного форсированного способа эксплуатации месторождений Западной Сибири доказывают, «полное банкротство» старой технологической парадигмы

Более обоснованной является необходимость подсчета запасов трещинных коллекторов объемным методом, по параметрам, предложенным авторами в четвертой главе, и их учета для месторождений, находящихся на завершающей стадии эксплуатации.

Шестая глава, «Геологическое обоснование технологических показателей разработки нефтяных и газовых месторождений», разделена на 4 раздела.

В ее первом разделе на примере Талинского месторождения нефти показывается технология выработки остаточных запасов в Западно-Сибирском регионе. Здесь авторы подводят читателя к двум ранее обоснованным выводам – необходимости эксплуатации скважин при депрессии менее 5 МПа и о гидродинамическом единстве многопластовых залежей, что приводит к преждевременному обводнению объектов.

Последние выводы авторов основаны на изучении и учете коэффициентов неоднородности продуктивных отложений. По сути, эти коэффициенты близки коэффициентам трещиноватости. В свете излагаемой основной идеи книги для читателя это было бы более понятно, и, как следствие, был бы более понятен сам вывод о размещении нагнетательных скважин с минимальным коэффициентом трещиноватости, близким к единице.

Авторы приводят многочисленные результаты применения в Западной Сибири гидроразрывов пластов. В результате проведения ГРП происходит искусственное образование трещин, но авторы не раскрывают сущность процессов, позволяющих увеличить КИН.

Этот недостаток был оценен автором статьи на основе флюидодинамической модели Лонтынь-Яхского месторождения. Искусственное образование трещинного коллектора привело к перераспределению балансовых запасов, их часть перешла из поровой непроточной емкости в проточно-трещинную. Главным следствием такого перехода стало увеличение коэффициента извлечения нефти с 0,414 до 1. Прирост извлекаемых запасов за счет образования искусственной трещинной емкости по флюидодинамической модели составил 138 тыс. т, а в целом в трещинную емкость перешло 235 тыс. т нефти, что в 5,8 раза больше запасов начальной трещинной емкости. Следовательно, за счет гидроразрывов пласта трещинная емкость увеличилась с 0,2 до 1,16%.

Во втором разделе шестой главы на примере многочисленных фактов разработки ряда нефтегазоконденсатных, газовых и газоконденсатных месторождений Тюменского Севера делаются такие же выводы, как и для нефтяных месторождений: о необходимости уменьшения темпов отбора газа, (около 2% от балансовых запасов), корректировки систем разработки с учетом фильтрационно-емкостных свойств и о гидродинамическом единстве многопластовых залежей. Для дальнейшей системы разработки авторы считают необходимым вовлечение в разработку периферийных участков и ограничение дебитов в сводовой части.

Третий раздел главы посвящен «Анализу влияния плотности эксплуатационной сетки скважин на нефтеотдачу». Проведенный авторами анализ на ряде месторождений Западной Сибири показал, что увеличение плотности сетки и объемов закачки воды несколько замедляло, но не изменяло тенденции снижения годовых темпов отбора нефти, поскольку была выработана трещинная емкость. С целью повышения нефтеотдачи эффективными оказывались методы изоляции обводнившихся высокодебитных скважин, а в низкодебитных скважинах – мероприятия по увеличению объемов дренирования (вторичное вскрытие, в том числе ГПП, ГРП, обработки HCl, ПАВ и др.).

В целом авторы доказывают, что используемые в настоящее время математические методы моделирования систем разработки малоэффективны. При планировании плотности сеток скважин эти методы не учитывают все многообразие природных резервуаров и свойств насыщающих их флюидов. В этой связи в последнее время многие исследователи считают, что достижение высоких коэффициентов нефте- и газоотдачи возможно, главным образом, за счет совершенствования геологических методов разработки, в основу которых (в этом нельзя не согласиться с авторами) должен быть положен флюидодинамический мониторинг скважин.

К сожалению (авторы говорят об этом в четвертом разделе шестой главы), обработка данных ГДИС на стадии поисково-разведочных работ поводится очень слабо. Еще хуже дела обстоят при исследовании скважин в процессе разработки месторождений.

В целом последний раздел необходимо было бы расширить, исходя из следующих соображений. Известно, что в отличие от «точечных» результатов исследования ФЕС по керну и по скважинному каротажу, результаты ГДИС позволяют отслеживать эти параметры по площади. Однако на практике этот вид исследований попрежнему остается точечным.

Обработка и интерпретация результатов ГИС проводится высококвалифицированными геофизиками. Обработка же результатов ГДИС чаще всего не предусматривает площадную интерпретацию. Между тем, основы площадной интерпретации были разработаны еще в 1960-е гг. основоположником технологий испытания скважин В.П. Яковлевым, и получили название метода гидродинамической разведки. Отсутствие высококвалифицированных заключений и рекомендаций как раз и приводит к тому, что при разработке месторождений эти исследования стараются свести к минимуму. В то же время за рубежом и, в частности фирмой Шлюмберже, этот метод достаточно интенсивно используется и разрабатывается [8].

Выводы

Рассмотренные факты неэффективного форсированного способа эксплуатации месторождений Западной Сибири доказывают, по выражению авторов, «полное банкротство» старой технологической парадигмы. Выдвигаемая ими новая геологическая парадигма хотя и хорошо объясняет причины этих последствий, но в целом остается не полностью апробированной, прогноз щадящей выработки запасов не подтвердился реально на каком-либо месторождении. Это связано, в первую очередь, с огромной стоимостью затрат в нефтяной геологии даже на проведение незначительных экспериментов, а тем более на отработку новых технологий и методик разведки и разработки месторождений. В этой связи очень важный аргумент о необходимости создания таких полигонов XXI в. у нас в России приводится авторами в заключение книги.

Авторы приводят основные теоретические и практические направления по перспективам развития нефтегазовой индустрии России в XXI в. Суть их предложений заключается в отказе от «конвейерных» методов поиска, разведки и разработки месторождений, возврате к геологическим подходам в решении проблем нефтяной геологии. Одним из наиболее эффективных подходов является флюидодинамическое моделирование.

В заключение необходимо еще раз подчеркнуть, что несмотря на спорность некоторых положений флюидодинамического моделирования, в целом такой подход позволяет объяснить многие острые проблемные вопросы, которые ранее не находили своего решения. XXI

Литература

1. Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск. 2003. 198 с.
2. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. М. 2000. 472 с.
3. Дюнин В.И., Корзун А.В. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М. 2005. 524 с.
4. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещинных коллекторов: Пер. с англ./ Под ред. А.Г. Ковалева. М. 1986. 608 с.
5. Чикишев Ю.А., Трушкин В.В., Шадрина Я.В. Опыт оценки трещинной емкости по скважине 32 Кондаковской в связи с оценкой перспектив Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти / Материалы 5-й научно-практической конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований на всех стадиях разработки месторождения». Томск. 2006. С. 89–93.
6. Чикишев Ю.А., Трушкин В.В., Шадрина Я.В. Результаты и проблемы исследования скважины № 5 Трайгородской в связи с уточнением модели Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти / Материалы 6-й научно-технической конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований на всех стадиях разработки месторождения». Томск. 2007. С. 98–100.
7. Трушкин В.В. Зональные особенности разработки Игольской залежи и о причинах неэффективности форсированного способа отбора нефти // Геология нефти и газа. 2001. № 2. С. 12–16.
8. Бруно Дерик, Кристин Элиг-Экономайдес, Джефри Джозеф. Проектирование и анализ скважин // Нефтяное обозрение. 1997. С. 52–65.