

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

PRACTICAL RESULTS OF THE BASEMENT FRACTURED RESERVOIR FILTRATION HETEROGENEITY OF
THE WHITE TIGER OILFIELD STUDY

УДК 622.248.67

А.И. ТИМУРЗИЕВ

Зам.гл. геофизика ОАО «ЦГЭ»

Москва

aitimurziev@cge.ru

A.I. TIMURZIEV

Deputy Chief Geophysicist, CGE JSC ScD (Geol. and Mineral.),
Member of Russian Academy of Natural Sciences

Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

месторождение Белый Тигр, фильтрационная неоднородность трещинных коллекторов,
«технология управления трещиноватостью»

KEYWORDS:

the White Tiger oilfield, the fractured reservoir filtration heterogeneity,
«the fracture development technology»

В статье на примере залежи нефти гранитного фундамента месторождения Белый Тигр (МБТ) обсуждаются результаты авторских исследований по изучению и анализу трещинных систем для прогноза фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов (ФНТК) нефти и газа. Рассмотрены факторы, определяющие ФНТК и геолого-физические основы прогнозирования параметров ФНТК. Показано, что проблема изучения и геометризации трещинных коллекторов лежит не столько в плоскости возможностей сейсморазведки 3Д по созданию структурно-параметрической модели залежи, сколько в возможностях реконструкций НДС горных пород и построения геомеханической и кинематической модели залежи. Трехмерная геомеханическая и кинематическая модель, описывающая тензорное распределение напряжений/деформаций и абсолютной проницаемости трещинных коллекторов является единственной альтернативой структурно-параметрической модели, традиционно принятой для пластовых залежей в качестве основы для построения геологической и гидродинамической модели. Основой работ в рамках разрабатываемой автором «технологии управления трещиноватостью» служит структурно-кинематический и динамический анализ трещинных систем. Изучение трещин от их геометрических характеристик для определения сил, ответственных за конечные деформации и деформационный процесс трещинообразования – ключ к построению трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора. Обсуждаются проблемные вопросы изучения ФНТК фундамента и пути их решения, связанные с поиском сейсмических признаков проницаемых трещин и разломов и изучением НДС пород фундамента методами математического моделирования.

In article by the example of the White Tiger (WTO) oilfield in the granite basement results of author's researches on studying and the analysis of fracture systems for the forecast of filtration heterogeneity of fractured reservoir (FHFR) of oil and gas are discussed. The factors determining FHFR and geological and physical bases of forecasting of FHFR parameters are considered. It is shown, that the problem of studying and geometrization of fractured reservoir lays not so much in a plane of opportunities of 3D seismic on creation of structural - parametrical model of oilfield, how many in opportunities of reconstruction of the SDC of rocks and constructions of geomechanical and kinematic model of an oilfield. The three-dimensional geomechanical and kinematic model describing tensor distribution of pressure/deformations and absolute permeability of fractured reservoir is unique alternative of the structural - parametrical model traditionally accepted for bedded deposits as a basis for construction of geological and hydrodynamical model. As a basis of works within the framework of developed by the author «the technology of fractured reservoir management» is served with the structural - kinematic and dynamic analysis of fractured systems. Studying of fractures from their geometrical characteristics fore definition of the forces responsible for final deformations and deformation process of cracking - a key to construction of three-dimensional geomechanical and kinematic model of fractured reservoir. The problem questions of filtration heterogeneity of basement fractured reservoir and ways of their solution, associated with searching seismic signs of permeable fractures and faults and studying stress-deformed condition of basement rocks are discussed.

Введение. Опыт показывает, что проблема определения параметров фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов (ФНТК) в рамках геометризации и построения гидродинамической модели залежи с трещинными коллекторами не решается стандартными процедурами геологического моделирования, а сводится к созданию трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного резервуара на основе геометрического и кинематического анализа трещинных систем, реконструкций напряженно-деформированного состояния (НДС) горных пород и объемного тензора напряжений (в пределе объемного тензора абсолютной проницаемости).

В условиях резкой анизотропии трещинного коллектора относительно его фильтрационных свойств, практикуемые площадные системы разработки заведомо неэффективны и необходим переход на несимметричные и ориентированные рядные системы с приведением ориентировки рядов и стволов наклонно-направленных скважин в соответствие с

законами векторной флюидодинамики (направлением пластовых фильтрационных токов), определяемых в свою очередь законами геомеханики и тензорной геодинамики. Работы по построению гидродинамической модели и проектированию разработки залежей с трещинными коллекторами должны обеспечивать учет главного фактора, связанного с влиянием трещиноватости на ФНТК. Только правильная трехмерная геомеханическая и кинематическая модель трещинного резервуара, позволяет создать достоверную гидродинамическую модель и эффективно разрабатывать залежь. Как было показано в предыдущих работах в основе построения геологической и гидродинамической модели залежи – структурно-кинематический анализ трещинных систем и реконструкции НДС (тип и ориентировка осей напряжений) горных пород [6,7], как составные элементы «технологии управления трещиноватостью» [7].

Терминология и понятия. *Технология управления трещиноватостью* – термин, предложенный нами для использования

в качестве понятия, включающего возможности решения обратных задач проектирования положения и дизайна поисково-разведочных и эксплуатационных скважин (включая дизайн ориентированных скважин и боковых стволов), систем разработки и поддержания пластового давления (ППД), гидроразрыва пластов (ГРП) и других геолого-технических мероприятий (ГТМ), включая оптимальную технологию воздействия на пласт при бурении скважин и трещинный тип коллекторов в зависимости от параметров трещиноватости продуктивных резервуаров.

В соответствии с генетической классификацией Е.М. СМЕХОВА коллектора нефти и газа делятся на два основных класса [5]. Класс простых коллекторов включает поровый и трещинный типы. Класс сложных (смешанных) коллекторов включает порово-трещинный (каверново-порово-трещинный) и трещинно-поровый (трещинно-каверново-поровый) типы¹. Класс сложных коллекторов и трещинный тип коллекторов простых коллекторов увязывается Е.С. РОММОН [3] с трещинно-капиллярной ►

моделью коллектора, которая в работах Г.И. БАРЕНБЛАТТА и Ю.П. ЖЕЛТОВА (1960), Т.Д. ГОЛФРАХТ (1986), В.О. ВИКТОРИНА (1988), В.М. ДОБРЫНИНА (1970), Ф.И. КОТЯХОВА (1977), В.Н. МАЙДЕБОРА (1971), Е.М. СМЕХОВА (1961) и др. ассоциируется с системой двух смещенных (вложенных одна в другую) пористых сред или с моделью «двойной пористости» в терминологии современных отечественных и зарубежных геологов, петрофизиков и гидродинамиков.

Как правило, трещинно-капиллярная модель коллектора (модель «двойной пористости») наделяется одной, двумя или тремя взаимно перпендикулярными системами трещин, с разными густотами и раскрытиями и анизотропными свойствами по проницаемости, вложенными в однородную непроницаемую (низкопроницаемую) матрицу с различной пористостью. При условно нулевой пористости матрицы имеет место чисто трещинный тип (модель) коллектора.

Матрица и трещины наделяются различными свойствами по пористости, проницаемости, насыщенности, сжимаемости и т.д. К основным свойствам трещин, имеющим промысловое значение и характеризующим способность трещинного коллектора отдавать нефть (до 99% которой находится во вторичных пустотах: порах и кавернах) и количественное выражение этой способности (продуктивность скважин) относятся: ориентировка (простираемость) трещин в пространстве (1), раскрытие (просветность) трещин в системе (2), густота трещин основных систем (3) и наклон (угол падения) трещин. Тектонические трещины в горной породе располагаются не хаотически, а образуют определенные системы. Эта системная пространственная организация трещин обеспечивает важнейшее свойство трещиноватой породы – анизотропность трещинных коллекторов относительно ее фильтрационных свойств. При этом раскрытие трещин в пределах одной системы мало отличается друг от друга и с достаточной точностью может быть принято постоянным [3].

По общепринятым представлениям трещинно-капиллярная модель («двойной пористости») состоит из пористой низкопроницаемой матрицы, рассеченной проницаемыми трещинами с низкой пористостью. Для математического моделирования и гидродинамических расчетов принято выделять изотропную трещинную среду, характеризующуюся равенством главных значений тензора трещинной проницаемости (бессистемная или хаотическая трещиноватость, три взаимно перпендикулярные системы трещин) и анизотропную трещинную среду, характеризующуюся трехосным тензором трещинной проницаемости (одна система трещин (горизонтальных или вертикальных), две

взаимно перпендикулярные и вертикальные системы трещин). В работе [3] показано, что трещинно-капиллярная модель изотропной и анизотропной трещиноватой породы позволяет связать геометрию трещин с пористостью и проницаемостью для всех случаев геометрии трещиноватости для модели фильтрации в горизонтальной и вертикальной плоскости. Более того, показано, что трещинно-капиллярная модель, характеризующаяся тремя взаимно перпендикулярными системами трещин (одна из которых горизонтальная) с равными густотами и раскрытиями обладает изотропными свойствами по проницаемости. Модель трещиноватой среды с бессистемной или хаотической трещиноватостью вообще аналогична пористой среде [3]. В таком представлении роль трещин как основных транспортных путей фильтрации флюидов, определяющих анизотропность трещиноватой среды относительно ее фильтрационных свойств, теряет свое содержательное значение, поскольку подавляющее большинство трещинных коллекторов характеризуется системной (три взаимно перпендикулярные системы) или хаотической (более трех систем) трещиноватостью в той или иной степени.

Наши представления на модель трещинного коллектора отличаются небольшой, но важной деталью. Трещинно-капиллярная модель трещиноватой породы состоит из двух вложенных сред.

- 1) Матрицы низкопористой (известняк, мрамор, гранит, др.) или высокопористой (мел, оолитовый известняк, др.), низкопроницаемой, изотропной, несжимаемой, водонасыщенной (связанная вода). В зависимости от первичной пористости матрицы следует выделять трещинно-капиллярную (высокопористая матрица) и трещинную (низкопористая матрица) модели, но в обеих моделях матрица является низкопроницаемой средой, исключаяющей свободную фильтрацию флюидов.
- 2) Трещин (от микро- до макротрещин), от хаотических (диагенетических, седиментационных) до системных (дислокационных, тектонических), залеченных (кальматированных, непроницаемых, несжимаемых) и открытых (нефтегазонасыщенных, проводящих, проницаемых, сжимаемых). Эта низкоемкая (менее 1%) среда в моделях трещинного коллектора (трещинно-капиллярная или трещинная модель) является высокопроницаемой транспортной сетью коллектора, определяющей фильтрацию флюидов к забоям скважин.

Отличительной особенностью нашей модели является ограничение на возможность фильтрации флюидов одной плоскостью объемного тензора напряжений, совпадающей с плоскостью, обра-

зуемой осями максимальных и средних главных нормальных сжимающих напряжений $(\sigma_1, \sigma_2)^2$ новейшего (современного) стационарного поля. Преимущественно трещины, совпадающие с этим сечением (допустим разброс от оси на величину половины угла скола), могут быть открытыми и формировать проницаемую среду (трещинную проницаемость) и направленные фильтрационные потоки в низкопроницаемой матрице трещинного коллектора. Все остальные системы трещин, ортогональные (совпадают с осями σ_1, σ_3 и σ_2, σ_3) и диагональные (совпадают с касательными напряжениями τ_i на восьми площадках, одинаково наклоненных ко всем осям нормальных напряжений), по отношению к плоскости σ_1, σ_2 находятся в неблагоприятных условиях нагружения и являются непроницаемыми.

Проблематика вопроса. Все породы в той или иной степени трещиноваты и разбиты системами трещин на разноразмерные блоки первичной делимости. Но не все трещины являются проницаемыми в настоящее время и представляют промысловый интерес для формирования фильтрационной среды трещинных коллекторов нефти и газа.

Ведущая роль тектонической трещиноватости в формировании проницаемости трещинных коллекторов, по которой развивается вторичная (эпигенетическая) пустотность, не вызывает сомнений у специалистов. Однако существующие представления о количественном распределении и раскрытости трещин различных систем (вертикальных - v , наклонных - n , горизонтальных - z), основанные на данных бурения вертикальных скважин, описании керн и анализе шлифов, построены на точечных одномерных наблюдениях трехмерного пространства геологических тел и не отражают истинную объемную картину распространения трещин и их параметров на глубину.

Методы исследований неориентированного керн, отобранного из вертикальных или наклонных скважин, не позволяют получить объективное заключение об относительной густоте и раскрытости развитых на глубине разноориентированных трещинных систем по следующим причинам:

- вертикальные скважины пересекают преимущественно горизонтальные и в меньшей степени наклонные системы трещин;
- вероятность встречи вертикальной скважиной вертикальных трещин минимальна и снижается с уменьшением густоты их распространения от макротрещин к макротрещинам;
- в неориентированном керне скважин любой ориентировки невозможно определить простираемость единичных трещин и трещинных систем;
- доступные наблюдениям в скважинах ►

¹ Далее для удобства коллектора класса сложных и трещинный тип класса простых коллекторов, мы будем называть трещинными коллекторами по определяющей роли трещин в формировании проницаемости этих коллекторов.

² В работе принято следующее правило расстановки знаков осей напряжений: сжимающие напряжения имеют положительный знак. Положение и индексация осей напряжений ($P_{\text{гор}} = \sigma_{\text{max}} = \sigma_1$; $P_{\text{бок}}^{\text{max}} = \sigma_{\text{avr}} = \sigma_2$; $P_{\text{бок}}^{\text{min}} = \sigma_{\text{min}} = \sigma_3$) характеризуют сбросовый тип поля напряжений.

и исследованиям в лабораторных условиях трещины представлены узким классом микротрещин (мезо- и мегатрещины, а тем более отдельные плоскости разломов и зоны их пересечения являются редкими и уникальными образцами керновой коллекции);

- доступные наблюдениям в скважинах и исследованиям в лабораторных условиях трещины представлены в подавляющем большинстве случаев непроницаемыми, залеченными трещинами, суждения по которым о густоте распространения и раскрытости открытых трещин неправомерны;
- доступные наблюдениям в скважинах и исследованиям в лабораторных условиях открытые трещины представлены в ряде случаев искусственными трещинами разрушения в процессе бурения и трещинами разгрузки от перепада давления на забое и на устье скважины.

Известный факт отражения в образцах зерна преимущественно залеченных микро-, мезо- и макротрещин, а из открытых – микротрещин, ставит под сомнение адекватность лабораторных определений трещинной проницаемости реальным природным условиям фильтрации флюидов в пласте. Очевидно, что эти определения могут рассматриваться не более как точечные наблюдения фоновых значений параметра, которые нуждаются в уточнении с помощью введения поправочных коэффициентов на проницаемость мезо- и макротрещин. Часто отсутствие связей между пористостью и проницаемостью, а также невозможность интерполяции точечных определений по керну в межскважинную область и на объем залежи в целом, не позволяет доверять фильтрационным моделям, основанным на лабораторных определениях трещинной проницаемости. Все эти и другие ограничения затрудняют создание достоверной модели трещинного коллектора по результатам исследований керна.

Методы ГИС, хотя и расширяют масштаб исследований трещин в скважинах, предоставляют точечные наблюдения (в отличие от керна, по которому получают точечные по объему данные) и далекую от реальной, картину объемного распределения трещин в межскважинном пространстве. Охватывая большие интервалы разреза, данные ГИС при вертикальном падении трещин не обеспечивают прирост информации в горизонтальной плоскости. Результаты прогноза параметров трещинных коллекторов в межскважинном пространстве чаще определяются не исходными данными, а методами интерпретации ГИС и принятой модели пустотного пространства коллектора, качеством сейсмических данных и методами интерполяции, которые заведомо несут элемент субъективизма.

Современная сейсморазведка, даже в реализации методики 3D, также малоэффективна при картировании проницаемых трещинных систем, геометризации и прогнозировании количественных параметров неоднородности трещинного коллектора. В условиях изотропной сейсмически немой

среды гранитного массива, ни атрибуты сейсмического поля, ни упругая инверсия (AVO) не обеспечивают достоверного прогноза проницаемых зон. Причина в том, что объект исследований (единичные открытые трещины и зоны их группирования) меньше разрешающей способности метода, а при известной величине пористости трещин (1%) трещинных коллекторов, прогноз их по признакам насыщения не отличается от поиска иголки в стоге сена. Стандартный подход, основанный на картировании крупных зон разломов внутри фундамента, себя не оправдывает, так как высокоамплитудные разломы, выделяемые по сейсмическим материалам в подавляющем большинстве случаев непроницаемы (залечены) и, как будет показано ниже, не контролируют продуктивность скважин.

В то же время известно, что простирание и угол наклона трещин оказывает существенное влияние на их раскрытость и проницаемость, на процессы вытеснения и фильтрации нефти в пласте. Так, по экспериментальным исследованиям кернов скважин из гранитной залежи МБТ (НИПИморнефтегаз, 2000), на моделях с вертикальными трещинами (по сравнению с горизонтальными) отмечается устойчивое смещение кривых фазовых проницаемостей и прирост коэффициента вытеснения нефти. По Е.М.Смехову [5] для трещинного коллектора проницаемость вдоль и вкrest ортогонально ориентированных систем трещин может отличаться на порядок. По данным У.Файф и др. (1981) при оживлении разломов вертикальная проницаемость разреза увеличивается на три порядка, а трещины ГРП увеличивают проницаемость пластов (за счет трещинной проницаемости) на 10 порядков! Эти и другие факты требуют дифференцированного подхода и учета при оценке проницаемости трещинных систем различной азимутальной ориентировки и падения, возраста и генетического типа трещин.

Отсутствие данных о пространственной организации трещинных систем не позволяет построить достоверную геологическую модель залежи. Учет геометрии и ориентировки трещин важная, но не единственная задача этапа построения гидродинамической модели трещинного коллектора. Важнейшей составной изучения ФНТК является дифференциация трещин по степени их раскрытости и проницаемости в зависимости от ориентировки по площади и по разрезу трещинных систем.

В этой основной задаче решению подлежат три самостоятельные подзадачи:

1. дифференциация трещинных систем по генетическим типам (сколы и отрывы);
2. дифференциация валовой трещиноватости на открытую и залеченную трещиноватость;
3. дифференциация разноориентированных трещинных систем (вертикальных, горизонтальных и наклонных) по относительной раскрытости и проницаемости.

При построении гидродинамической модели залежи с трещинными коллекторами

преобладают подходы, когда для определения параметров ФНТК учитывается вся регулярная и нерегулярная (хаотическая) сеть трещин независимо от:

- возрастных генераций (от ранних диагенетических до поздних дислокационных трещин) в соотношении с тектонической эволюцией процессов трещинообразования;
- характера заполнения трещинного пространства (открытые, нефтенасыщенные и минерализованные трещины) в соотношении со стадийностью аутигенного минералообразования и с учетом раскрытости трещин в условиях господствовавших палеонапряжений и современных напряжений;
- углов падения и ориентировок в вертикальной плоскости (вертикальные, горизонтальные, наклонные) в соотношении с распределением по разрезу вертикального ($P_{зоп}^x$) и боковых ($P_{бок}^x$, $P_{зоп}^y$) горных давлений, а также пластовых давлений ($P_{пл}$) насыщающих флюидов (эффективных давлений);
- азимутов простирания трещинных систем и относительной раскрытости трещин различных систем в горизонтальной плоскости в соотношении с простиранием осей нефтегазоконтролирующих структур и ориентировкой осей современного поля тектонических напряжений;
- масштабов трещин (от микро-, мезо- и макротрещин до отдельных разломов и зон разрывных нарушений) в соотношении с законами блоковой делимости земной коры, фрактальности и вложенности разномасштабных иерархических систем трещин и разломов.

В то же время известно, что коэффициент трещинной проницаемости есть функция раскрытости трещин независимо от геометрии трещин изучаемых образцов пород. При этом доказано [3], что в зависимости от геометрии преобладающих систем трещин (одна система горизонтальных трещин, одна система вертикальных трещин, две взаимно перпендикулярные и вертикальные системы трещин, три взаимно перпендикулярные системы трещин, одна из которых горизонтальна, нерегулярная хаотическая сеть трещин) и направления фильтрации (фильтрация в горизонтальной или вертикальной плоскости), коэффициент трещинной проницаемости имеет различные численные значения и аналитические формы связи и может изменяться на несколько порядков (от нуля до бесконечности).

Рассмотрим геологические факторы, определяющие ФНТК, геолого-физические основы и некоторые подходы к обоснованию и прогнозированию параметров ФНТК.

Факторы, определяющие ФНТК. К геолого-физическим факторам, определяющим ФНТК, могут быть отнесены следующие виды неоднородности:

- а) первичная латеральная литолого-фациальная неоднородность горных пород;
- б) первичная вертикальная литолого-фациальная неоднородность горных пород; ►

- в) первичная зональная петрофизическая неоднородность горных пород;
- г) структурная неоднородность напластований горных пород;
- д) тектоническая неоднородность (блоковая делимость) или фрагментарность (фрактальность) в строении пластовых ассоциаций (массивов) горных пород;
- е) неоднородность вторичной эпигенетической измененности (зональности) горных пород;
- ж) пространственно-временная неоднородность НДС пород, определяющая различия генетических типов и раскрытости разноориентированных в пространстве и во времени систем трещин.

В обобщенном виде фильтрационная неоднородность горных пород (геосреды) определяется тремя группами геологических факторов, которые поддаются классификации:

1. литолого-фациальная неоднородность горных пород – это первичная конседиментационная (доскладчатая) неоднородность породно-слоистых ассоциаций (сиквентная неоднородность);
2. структурно-деформационная (фрактально-блоковая) неоднородность – это вторичная (соскладчатая) неоднородность дислокационного эпигенеза;
3. эпигенетическая (гидротермально-метасоматическая) неоднородность – это вторичная постседиментационная (постскладчатая) неоднородность гидромического эпигенеза.

Структурно-деформационная и эпигенетическая неоднородность являются наложенными на первичную фациальную неоднородность породно-слоистых ассоциаций (ответственна за неоднородность петрофизических и упруго-деформационных свойств пород) и формируют вторичные поля проницаемости и пористости. Взаимоотношения этих трех видов неоднородности динамические и во времени (геологическом) меняют картину распределения полей проницаемости и пористости.

Некоторые факторы, определяющие ФНТК, поддаются учету при проектировании разработки залежей с трещинными коллекторами. Использование сейсморазведки 3Д в комплексе с интерпретацией скважинных данных (ГИС, керн) на уровне современных возможностей атрибутного анализа, стохастической инверсии, AVO и нейрокompьютерного моделирования, позволяют учесть первичные латеральные и вертикальные литолого-фациальные и петрофизические неоднородности горных пород, структурную и тектоническую (блоковую) неоднородность. Не поддается полному учету на современном уровне технологий и знаний и, практически не учитывается на этапе проектирования разработки залежей неоднородность НДС горных пород, определяющая характер и степень раскрытости трещин и неоднородность вторичной эпигенетической измененности (зональности) и насыщенности трещинного коллектора. В то же время неоднородность НДС горных пород определяет анизотропию проницаемости и ФНТК, а неоднородность вторичной

эпигенетической измененности пород – зональность строения трещинного коллектора и его емкостной потенциал.

В связи с влиянием геометрии трещинных систем на проницаемость пород, при построении гидродинамической модели трещинных коллекторов необходимо введение фильтра на ориентировку проницаемых систем трещин (связан с закономерностями пространственного распределения трещин в силовом поле тектонических напряжений и подчиненности их ориентировки распределению осей напряжений), а также фильтра на возрастную генерацию трещин различных систем (разделение древних залеченных и молодых открытых трещин). Главное требование – учет ориентировки осей напряжений на распределение параметров открытых трещин (азимут простирания, угол падения, раскрытость, направление роста и схлопывания при проведении ГТМ), в том числе в процессе эволюции от первичного стационарного поля к вторичному нестационарному полю напряжений, нарушенному техногенными процессами при разработке залежи.

На локальные изменения полей напряжений и формирование искусственных трещин влияют как форсированные отборы жидкости, вызывающие репрессии на пласт и смыкание трещин, так и неравномерная закачка воды, приводящая к перекомпенсации отборов, превышению забойного давления над минимальным горным давлением и искусственному гидроразрыву пластов. Эти изменения усиливаются процессами кальматации трещин солями, смолами и парафинами, выпадающими при закачке несовместимых (по химизму и термобарическим условиям) с пластовыми условиями вод и реагентов и, приводящими, как следствие, к изменению фильтрационных токов в залежи. Промышленные масштабы внедрения ГРП на месторождениях без учета неоднородности фильтрационно-емкостных и упруго-деформационных свойств и НДС пород создают вертикальную связанность с подошвенными водами и кровельным газом, приводят к объединению пластов смежных эксплуатационных объектов, к нарушению естественного фильтрационного поля пластов, обводнению фонда скважин и необходимости реанимации месторождения.

Как видим, от правильного решения обозначенных задач зависит достоверность принятой для гидродинамических расчетов геологической модели, конечная нефтеотдача и эффективность освоения месторождений с трещинными коллекторами.

Вопросы изучения ФНТК и дифференциации трещин по типам, степени их раскрытости и проницаемости в зависимости от ориентировки по площади и по разрезу трещинных систем, а также другие теоретические и практические вопросы прогнозирования ФНТК трещинных сред, изложены нами в работе [7] и заинтересованный читатель может с ними ознакомиться. Здесь же мы рассмотрим практические важные для проектирования поисково-разведочных и эксплуатационных скважин

вопросы связи продуктивности скважин с геологическими особенностями строения фундамента МБТ.

Связь продуктивности скважин с зонами трещиноватости по сейсмическим атрибутам. Большой вклад в развитие геофизических методов прогнозирования разрывных нарушений, трещиноватости и зон дилатансии в фундаменте МБТ внесли разработки специалистов ОАО «ЦГЭ» А.Г.Авербуха, Г.Н.Гогоненкова, В.Б.Левянта, А.Л.Плешкевича, И.М.Чуриновой и др.

В основе сейсмических методов прогнозирования неоднородности трещинных сред анализ свойств волнового поля (общая энергия, локальная нерегулярность, относительный уровень высокочастотной компоненты, характеристика рассеянной компоненты сейсмического поля и др.) и сейсмических атрибутов (упругие импедансы, кубы деструкции, когерентности и др.) с использованием программ кокрайкинга и геостатистической инверсии на основе симуляционного аннилинга, программа 3D глубинной сейсмической миграции до суммирования, применение специализированных интерпретационных режимов f-x-у фильтрации, другие приемы анализа сейсмических атрибутов отражения от структурных неоднородностей на поверхности и внутри фундамента.

Суммирование опыта применения приемов сейсмической интерпретации и прогнозирования неоднородностей трещинных сред отражено в недавно изданных методических рекомендациях по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов на примере карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа [2]. Логика развития современной нефтяной геологии определяет технологический переход в развитии методов прогнозирования трещиноватости в ущерб генетическому подходу, основанному на комплексном геолого-физическом осмыслении данных геолого-геофизических, дистанционных и других методов исследований. Подтверждением сказанному служат издания многочисленных работ, основанных исключительно на сейсмических методах изучения пористых и трещинных геологических сред (например 3-х томник [4]).

Наш опыт подтверждает, что важным инструментом идентификации зон открытой тектонической трещиноватости является анализ кубов различных сейсмических атрибутов. Возможность выделения по сейсмическим атрибутам (куб когерентности, кривизн поверхности и др.) разломов и трещинных систем в осадочном чехле открывает определенные перспективы в направлении их прогнозирования в фундаменте (Рис.1). На фоне первых положительных результатов прогноза пустотности с помощью новых технологий кокрайкинга и нейронных сетей (ЦГЭ, 2006), примеры хорошей сходимости высокодебитных скважин с сейсмическими признаками вертикальных трещинных зон (Рис.1), отождествляемых с проницаемыми зонами, позволяют надеяться на успехи сейсморазведки при решении задач геометрии нефтенасыщенного пространства в теле гранитного массива. ►

Особенностью сейсмического подхода к решению задач геометризации трещинных сред и потенциальных резервуаров нефти в фундаменте МБТ является поиск значимых (критериальных) различий физических свойств плотных массивов первичной матрицы и линейных (объемных) зон деструкции, связанных со вторичным разуплотнением и флюидонасыщением искомого пространства, в атрибутах сейсмического волнового поля. Задача не имеет однозначного решения без привлечения геологического знания, объясняющего природу этих различий на генетической основе.

Зависимость притоков скважин от расстояния до разломов. На суммарной гистограмме распределения скважин с притоками и без притоков флюида в зависимости от расстояния до разломов по глубинным срезам от 3500 м до 4300 м (Рис.2) не удается обнаружить сколь либо значимое различие в продуктивности скважин от расстояния до разломов. Для обеих групп скважин имеет место логнормальное распределение с максимумом для продуктивных скважин в интервале 50-100 м, и 100-150 м – для непродуктивных скважин. При этом количество непродуктивных скважин всегда больше или равно (интервалы 250-300 м, 450-500 м) количеству непродуктивных скважин на любом расстоянии от разломов в диапазоне от 0 до 600 м (Рис.2).

Отсутствие связи (избирательности) между продуктивными и непродуктивными скважинами от расстояния до разломов указывает на независимость нефтегазоносности фундамента от высокоамплитудных сейсмических разломов и может быть объяснено двумя причинами: 1) разломы, картируемые сейсморазведкой 3D в фундаменте, являются залеченными и не влияют на продуктивность скважин; 2) по результатам интерпретации сейсморазведки 3D в фундаменте выделяются не разломы, а внутренние неоднородности другой природы. В любом варианте выводов необходимо понять и объяснить природу этих связей (отсутствия связей), либо признать бесперспективность этого направления исследований и отказаться от поиска несуществующих связей между продуктивностью скважин и сейсмическими признаками разломов фундамента (древние, высокоамплитудные структуро-формирующие разломы ССВ простирания), в том числе за счет усложнения алгоритмов и технологий поиска (нейронные сети, кокригинг и др.). Важность этого заключения определяется тем значением, которое придается этому признаку при принятии решений о заложении скважин в фундаменте МБТ.

Задача прогнозирования ФНТК состоит в том, чтобы искать сейсмические признаки мало- и безамплитудных раскрытых разломов и зон тектонической трещиноватости новейшей генерации, связанные с вертикальными проекциями картируемых в осадочном чехле молодыми разломами ССЗ простирания, вместо того, чтобы пытаться найти способы избавления от вертикальной «полосчатости» сейсмического

куба и, как следствие с вертикальным распределением зон разуплотнения на прогнозных кубах пустотности, которые плохо вжуются с моделями крутонаклонных разломов МБТ.

Независимыми определениями по результатам количественной характеристики разломов фундамента МБТ, выделенных при интерпретации сейсмического куба, подтверждается преобладание трещинных систем ССВ 20-45° простирания (более 45%). На западном крыле структуры эта система представлена взбросами и надвигами, образованными в результате регионального сжатия в период от конца раннего олигоцена до начала миоцена. На восточном крыле разломы этого же ССВ простирания представляют собой высокоамплитудные сбросы. Очевидно, что в такой интерпретации разломы восточного крыла должны быть образованы в результате регионального растяжения.

Такая характеристика кинематики и природы разломов, прямо характеризующих их проницаемость, находится в полном противоречии с продуктивностью скважин МБТ: высокая продуктивность западного крыла и низкая продуктивность восточного крыла. Для западного крыла трудно объяснить максимальную продуктивность скважин, вскрывающих на глубинах крутонаклонные разломы, которые имеют взбросовую природу и идентифицируют условия сжатия. В то же время на восточном крыле малодобитные и непродуктивные скважины вскрывают крутонаклонные разломы, имеющие сбросовую природу и идентифицирующие условия растяжения. Все это нелогично и противоречит геологической логике и фактическим данным.

Зависимость притоков скважин от гипсометрии вскрытия кровли фундамента. На основе структурных построений по кровле фундамента и данным по притокам скважин МБТ (приведенные дебиты по скважинам) был выполнен анализ связи дебитов скважин от глубины вскрытия кровли фундамента и горизонтов осадочного чехла. Для этого были определены максимальные значения дебитов для каждой скважины за весь период эксплуатации МБТ. Анализ проводился между значениями глубин вскрытия фундамента скважиной и максимальными значениями дебитов по соответствующим скважинам. Анализ проводился для скважин всего месторождения, без разделения на блоки.

На построенном кроссплоте (Рис.3) видна обратная зависимость максимальных приведенных дебитов от глубины вскрытия кровли фундамента. То есть, чем гипсометрически выше скважина вскрывает фундамент, тем значения дебитов выше. Это доказывают отрицательные коэффициенты корреляции. Однако зависимость получилась не достаточно явной. Для улучшения качества зависимости проведено осреднение в скользящем окне значений глубин по дебитам с различной шириной скользящего окна равной 50, 100, 150 и 200 м³/сут. Чем больше ширина окна, тем связь становится лучше, коэффициенты корреляции увеличиваются от

-0,77 (шаг осреднения 50 м³/сут) до -0,97 (шаг осреднения 200 м³/сут). В результате осреднения получена четкая обратная зависимость между глубиной вскрытия фундамента и максимальными приведенными дебитами скважин.

Эти результаты могут свидетельствовать об ухудшении фильтрационных свойств с глубиной вскрытия фундамента. Также это можно отнести к тому, что на выпуклой части фундамента трещины более раскрыты (арочный эффект деформаций) и, следовательно, фильтрационно-емкостные свойства лучше. В любом случае, эти графики показывают, что структурный фактор не теряет своего значения для залежей в ловушках фундамента.

Аналогичные построения выполнены нами для оценки связи между приведенными дебитами скважин и глубинами вскрытия кровли фундамента, приведенными к проекции интервала опробования. В этом случае, помимо осреднения глубин вскрытия фундамента по дебитам проведено осреднение дебитов по глубине с различным шагом (25, 50, 100, 150 м). Результаты приведены на рис.4.

Полученные результаты демонстрируют не столько возможности статистического анализа по получению высоких коэффициентов корреляции, а творческое осмысление материала для получения указанных связей. Без учета осреднения для скважин с открытыми стволами и отсутствием в ряде случаев фиксированных интервалов притоков, без приведения отметок кровли вскрытия фундамента к проекции интервалов опробования для наклонных скважин, а также без увязки дискретных и фиксированных данных по глубинам, было невозможно получить значимые коэффициенты корреляции, доказывающие эти связи. Благодаря углубленному анализу удалось эти связи выявить и сформулировать как важный критерий продуктивности скважин фундамента.

Можно сформулировать некоторые практические выводы о продуктивности скважин МБТ.

1. Примеры прямой связи продуктивности скважин с зонами трещиноватости по сейсмическим атрибутам открывают перспективы их прогнозирования.
2. Отсутствие связи (избирательности) между продуктивными и непродуктивными скважинами от расстояния до разломов указывает на подчеркнутую независимость нефтегазоносности пород фундамента от положения высокоамплитудных разломов, картируемых сейсморазведкой 3D.
3. Для поверхности фундамента установлена обратная корреляционная связь между глубиной вскрытия кровли фундамента и приведенными дебитами по скважинам. Практическим следствием выполненного анализа могут быть рекомендации по использованию установленных связей для заложения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на фундаменте.

Выполненные исследования фокусируют внимание на сложных вопросах ФНТК фундамента МБТ и позволяют ►

понять и наметить лишь самые общие связи. Задача дальнейших исследований состоит в детальном изучении этого сложнейшего вопроса, связанного с изучением ФНТК в четырехмерном геологическом пространстве x, y, z, T (геологическое время).

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ИЗУЧЕНИЯ ФНТК ФУНДАМЕНТА И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

1. Поиск сейсмических признаков проницаемых трещин и разломов. Работами по построению геологической модели МБТ было показано отсутствие связи между продуктивными и непродуктивными скважинами от расстояния до разломов. Наши исследования указывают на подчеркнутую независимость продуктивности отдельных скважин МБТ от положения высокоамплитудных разломов, картируемых сейсморазведкой 3D.

Дальнейшее развитие исследований по изучению ФНТК фундамента МБТ должно идти по пути поиска сейсмических признаков проявления малоамплитудных проницаемых трещинных систем, связанных с новейшей тектонической активацией и формированием проницаемых нефтенасыщенных коллекторов. Учитывая, что сейсморазведка ограничена в решении этой задачи (правильнее говорить о том, что такая задача не ставилась и возможности ее решения до конца не определены), необходимо привлечение специальных геологических и тектонофизических методов исследований, включающих детальный палеотектонический анализ развития МБТ, детальный геометрический (морфоструктурный), кинематический и динамический (реконструкции НДС горных пород) анализ трещинных систем и другие исследования, призванные локализовать участки и зоны развития малоамплитудных проницаемых трещин и разломов для углубленного анализа и поиска признаков их проявления в сейсмическом волновом поле и атрибутах сейсмического поля.

2. Изучение НДС пород фундамента методом математического моделирования. В работах [8,9] показана связь нефтегазосности пород фундамента и продуктивности скважин с сечением субмеридиональных (СЗ 330-350°) проницаемых трещинных систем, формирующих анизотропию проницаемости и направления фильтрационных токов в гранитном резервуаре МБТ. Такая ориентировка проницаемых трещин связана с субмеридиональным положением оси максимального сжатия в условиях сдвигового поля напряжений завершающей фазы новейшего этапа тектонической активации региона. Выполненные реконструкции позволили получить азимутально-векторное представление о направлении проницаемых трещинных систем и не могли быть утилизированы в гидродинамическую модель в силу невозможности представления результатов в числовом виде для включения данных о направлении фильтрационных токов в ячейки гидродинамической модели.

Дальнейшее развитие исследований по изучению ФНТК фундамента МБТ должно идти по пути детализации построений, связанных с изучением НДС пород фундамента и ориентировки осей напряжений в пределах МБТ, с целью получения объемного распределения в массиве пород осей тензора напряжений с передачей данных об относительной величине и ориентировке осей напряжений и связанных с ними скорости и вектора фильтрации пластовых флюидов в гидродинамическую модель залежи. Для решения этой задачи необходимо проведение специальных работ по математическому моделированию НДС пород. Целью моделирования является выделение зон относительного растяжения, сжатия и плоскостей скола (сдвига) в массиве фундамента и районирование полей напряжений МБТ на области растяжения (связаны с проницаемыми и высокоемкими коллекторами) и сжатия (связаны с непроницаемыми породами и неэффективной трещиноватостью).

При отсутствии данных об истинном НДС массива пород фундамента моделирование проводится для массива, находящегося под действием только собственного веса (горного давления). При этом расчеты производных горизонтальных (боковых) составляющих полного тензора напряжений (деформаций) осуществляются через величину бокового распора, пропорционального упругим параметрам горных пород (коэффициент Пуассона, модуль Юнга и др.). При наличии данных об истинном НДС пород моделирование необходимо проводить с учетом реального распределения величин горизонтальных (тектонических) напряжений, определяющих неоднородность объемного тензора деформаций и, соответственно тензора абсолютной проницаемости массива пород фундамента.

Изучение НДС пород фундамента МБТ особенно актуально сейчас, когда в результате снижения пластовых давлений в залежи происходит реальный процесс компрессионного смыкания стенок и закрытия трещин. Геометризация зон с различной величиной компрессионного смыкания трещин возможна на основе расчетов эффективного напряжения в массиве пород фундамента, что позволяет локализовать зоны с различной величиной смыкания трещин и соответственно планировать мероприятия по интенсификации добычи нефти и нагнетания воды с целью поддержания ППД. Без картины объемного распределения напряжений в массиве пород фундамента МБТ сегодня невозможно эффективное планирование и проведение ГТМ по поддержанию текущей добычи нефти. В условиях массивного строения залежи в фундаменте МБТ, тензор объемного распределения напряжений и направленной проницаемости является единственной альтернативой отсутствующей структурно-параметрической модели внутреннего строения, традиционно принятой для пластовых залежей.

3. Проницаемость разломов и трещин. Продуктивность скважин являются

функцией направленной проницаемости и градиента давления вдоль фильтрующих трещин. В связи с этим при заложении скважин основной задачей, помимо обеспечения их оптимального структурного положения, является правильное проектирование дизайна наклонно-направленных и горизонтальных стволов в соотношении с проекцией плоскостей пересекаемых скважинами проницаемых разломов и систем трещин [7]. При изучении проницаемости разломов и трещин как объемных геологических тел, передаваемых в гидродинамическую модель залежи, необходимо учитывать целый ряд факторов, определяющих тензорное распределение параметра проницаемости для различных участков разломов.

Разломы могут быть избирательно проницаемы по падению в случае их наклонной плоскости. Разломы максимально проницаемы для вертикальных фрагментов и минимально проницаемы для наклонных фрагментов, причем различный азимут простирания и различный угол наклона плоскости нарушения влияет на величину раскрытости трещин и их проницаемость. В случае винтового строения плоскости разлома, характерного для кулис сдвиговых зон МБТ, даже строго вертикальные участки разломов, могут быть избирательно проницаемы на различных глубинных срезах из-за изменения простирания следов разломов в процессе их закручивания с глубиной. При отклонении простирания следов разломов на данном глубинном срезе от простирания створа плоскости нормальных напряжений σ_1, σ_2 , проницаемый разлом (трещина) также переходит в категорию непроницаемого.

Как нами установлено, в течение геологического времени одни и тех же разломы МБТ испытывают противоположные движения (реверсные) в вертикальном и горизонтальном сечениях, испытывают действие нормальных (сжимающих и растягивающих) или тангенциальных напряжений в переменном поле тектонических напряжений. Сказанное показывает всю сложность решения задач по изучению проницаемости отдельных трещин и трещинных систем в объемных и временных координатах. В этой связи следует признать, что реализуемые в современной практике технологические приемы изучения ФНТК фундамента, основанные на сейсмических методах изучения трещинных сред, как правило далеки от реальных геологических особенностей их строения.

4. Прогноз раскрытия и проницаемости трещин на основе их дифференциации по генетическим типам. Дифференциация трещинных систем на генетические типы трещин скола и отрыва определяет их относительную раскрытость и возможна на основе структурнокинematicкого и динамического анализа.

В соответствии с положениями теории деформаций и механики горных пород, формирование структур земной коры и сопутствующие им процессы фильтрации флюидов протекают в переменном поле тектонических напряжений, а существующая сеть трещин является ►

следствием разрядки тектонических напряжений. Трещины независимо от масштаба в пределах одних систем характеризуются сходным типом деформаций. Известно два основных типа трещин генетической природы: скалывания (сколы, сдвиги) и отрыва (трещины растяжения), образующиеся соответственно в закономерных соотношениях с осями тангенциальных (касательных) и нормальных (сжимающих или растягивающих) напряжений для различных типов НДС (сбросовое, надвиговое, сдвиговое) горных пород и имеющих различные параметры раскрытости и проницаемости для фильтрации флюидов.

Влияние типа напряженного состояния земной коры на проницаемость пород проявляется через механизм трещинообразования, заключающегося в формировании трехкомпонентной сети трещин, две из которых (сопряженная пара сколов) параллельны площадкам действия максимальных касательных напряжений τ_{max} , пересекаются с осью σ_2 , симметричны оси σ_3 и образуют с ней угол скола ($\alpha \leq 45^\circ$). Третья система трещин растяжения (отрыва) формируется параллельно оси максимальных главных нормальных сжимающих напряжений σ_3 и ориентирована в плоскости, проходящей через оси максимальных и средних главных нормальных сжимающих напряжений (σ_1, σ_2). При этом ориентировка и генетические типы трещин контролируются стационарным положением осей напряжений и во времени в процессе структурообразования (смены типов НДС и миграции осей напряжений) переменны. Ниже приводится обоснование этого важнейшего практического вывода.

Экспериментальные работы по испытанию материалов и теоретические исследования показали [1], что интенсивность касательных напряжений τ_i (пропорциональна октаэдрическому касательным напряжениям $\tau_i = \sqrt{2/3}\tau_m$ является той

особенностью напряженного состояния пород, которая определяет искажение формы напряженного тела (без изменения его объема), характеризуемое интенсивностью деформации сдвига γ_r . В свою очередь, средняя величина нормальных напряжений $\sigma_m = (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)/3$ определяет изменение объема тела, характеризуемое средней величиной из трех главных удлинений ϵ_m по осям $хуz$. В общем случае интенсивность касательных напряжений τ_i и средняя величина нормальных напряжений σ_m (всестороннее давление), равная нормальному напряжению на тех же площадках, одинаково наклоненных к осям напряжений σ_m , в совокупности служат обобщенной характеристикой напряженного состояния тела.

Таким образом, в соответствии с положением осей напряжений, действующие нормальные и тангенциальные усилия воспринимаются трещинами поразному. В зависимости от азимутальной ориентировки в силовом поле сдвигового поля напряжений формирование генетических типов трещин подчинено следующей общей закономерности:

- а) трещины растяжения (отрывы, сбросы) формируются вдоль площадок действия максимальных главных нормальных сжимающих напряжений σ_1 в плоскости σ_1, σ_2 ;
- б) трещины скола (сдвиги) формируются вдоль площадок касательных напряжений τ_{max} ;
- в) трещины сжатия (стилолитовые швы, взбросы) формируются вдоль площадок действия минимальных главных нормальных сжимающих напряжений σ_3 в плоскости σ_2, σ_3 .

Факт отражения в образцах керна МБТ преимущественной ориентировки наклонных трещин с углами падения 70-75° [8,9], образующих с вертикальной осью угол скола $\alpha < 45^\circ$, указывает на:

- 1) тектоническую природу и сколовый

- характер систем наклонных трещин;
- 2) формирование наклонных трещин в условиях действия субвертикальных (сбросовое поле) или субгоризонтальных (сдвиговое поле) максимальных нормальных сжимающих напряжений;
- 3) субвертикальную ориентировку трещин отрыва (угол падения $\sim 90^\circ$) и субвертикальное положение вектора фильтрации флюидов (максимальной оси объемного тензора проницаемости).

Независимо от генезиса (палеонапряжения) и кинематики современные пространственные соотношения в силовом поле новейших (современных) напряжений определяют раскрытость и проницаемость трещин и, как следствие, ФНТК МБТ [9]. Поскольку, образование трещин отрыва связывается с площадками действия нормальных напряжений, а трещин скалывания с площадками действия касательных напряжений, первые будут раскрыты на глубине и эффективными для миграции флюидов при формировании залежей нефти и газа и при фильтрации их при вскрытии скважинами. Таким образом, реконструкции НДС земной коры позволяют дифференцировать трещины по генетическим типам и, соответственно, по их раскрытости и проницаемости для фильтрации УВ.

С другой стороны известно, что картируемые сейсморазведкой, гравиразведкой, магниторазведкой, структурно-геоморфологическими и дистанционными методами исследований разрывные нарушения представлены структуроформирующими разломами и идентифицируют генетические типы трещин и разрывов сколовой природы. Прямой учет параметров этих нарушений для построения гидродинамической модели залежи приводит к грубым ошибкам. Они могут быть использованы без риска искажения фильтрационной модели в качестве гидродинамических экранов, но без кинематической ►

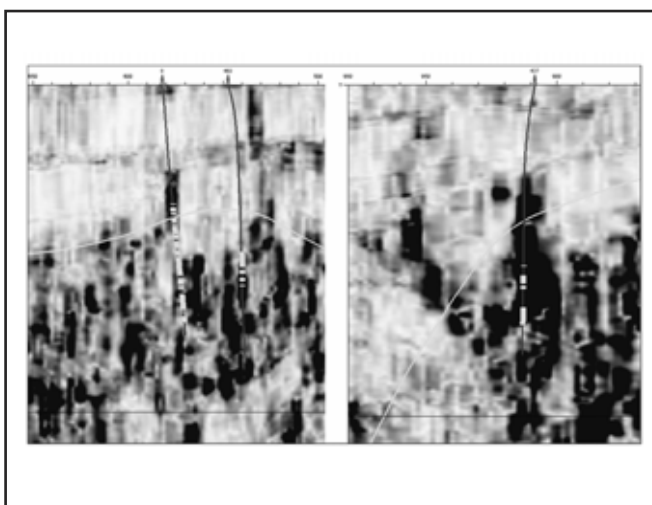


Рис.1. Месторождение Белый Тигр. Положение интервалов притока по скважинам на фоне глубинного среза куба Deer Angle (кривизна поверхности). Голубая линия – кровля фундамента, горизонтальная линия – отметка 5000 м. Дебиты нефти составляют по скважинам: №8 (880-980 м³/сут); №460 (380-440 м³/сут); №437 (650-1150 м³/сут). Хорошо видна приуроченность интервалов притока нефти (зеленый) с субвертикальными трещинными зонами (черный) в атрибутах Deer Angle.

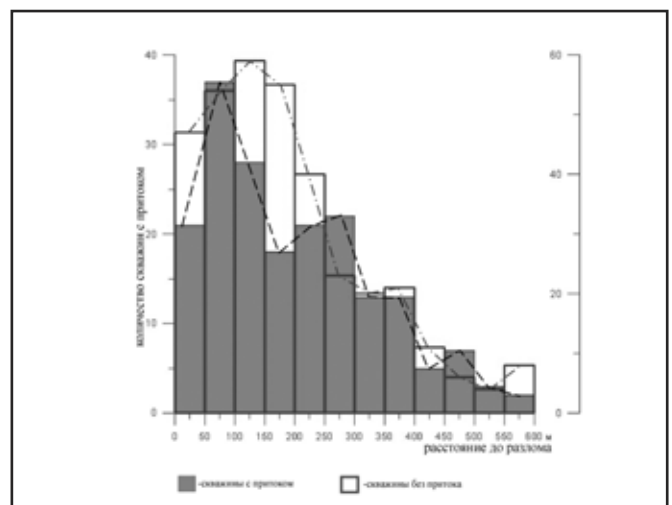


Рис.2. Месторождение Белый Тигр. Суммарная гистограмма распределения скважин с притоками и без притока флюида в зависимости от расстояния до разломов по глубинным слайсам от 3500 м до 4300 м (ЦГЭ, А.Г.Авербух, 2006). Приточные и бесприточные скважины подчиняются логнормальному распределению в зависимости от расстояния до разломов и одинаково часто встречаются на одних и тех же расстояниях от разломов, что и сводит прогнозно-критериальные свойства этого признака к нулю.

идентификации их использование для прогнозирования проницаемости невозможно. Использование структурных параметров трещин без кинематического анализа (определение генетического типа) и реконструкций НДС горных пород (определение типа НДС, ориентировки осей напряжений и соотношений трещинных систем и объемного тензора проницаемости с осями тензора напряжений), даже в условиях максимально детальной информации о распределении трещиноватости в объеме изучаемого массива, не обеспечивает решение задач прогнозирования ФНТК.

Заключение. Кажущаяся очевидность декларируемого вступает в явное противоречие с практикой разработки месторождений с трещинными коллекторами. Если для месторождений с поровыми коллекторами эта очевидность не очевидна и, даже при известной фациальной неоднородности пластов, среди геологов господствует «изотропное мировоззрение», то для месторождений с трещинными коллекторами с явно выраженной анизотропией проницаемости примат «изотропного мировоззрения» можно объяснить только пренебрежением основами геологии трещинных коллекторов.

Даже на МБТ с кратным соотношением величин коэффициента анизотропии проницаемости для различных сечений, разбуривание залежи в гранитах проводилось

кустами с ориентировкой наклонно-направленных стволов во всех азимутальных секторах, при этом распределение коллекторов и нефтенасыщенных объемов всегда связывалось с основными разломами северо-восточного простирания. Ни многочисленные системы разломов, картируемые сейсморазведкой 3D, ни различия в углах падения, ни различное простирание их основных систем, ни другие свидетельства резко выраженной анизотропии трещинного коллектора относительно его фильтрационных свойств, не служили основанием для регулирования системы разработки в терминах «анизотропного мировоззрения».

В этой связи, игнорирование законов трещинообразования и ФНТК может серьезно осложнить разработку залежей с трещинными коллекторами. В то же время учет в гидродинамической модели и в процессе разработки залежей ориентировки проницаемых трещин и законов векторной флюидодинамики способно обеспечить кратное повышение эффективности освоения и конечной выработки запасов. И, если учет ФНТК возможен на этапе проектирования разработки на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинных коллекторов, то реанимация месторождения (полная реанимация невозможна по причине необратимых процессов в пласте) требует серьезных мероприятий, связанных с перепрофилированием и изменением геометрии сеток эксплуатационных скважин, приведением ориентировки стволов скважин в соответствие с простиранием осей напряжений и направлением фильтрационных потоков, другими геолого-техническими мероприятиями. Как следствие, «технология управления трещиноватостью» должна стать рабочим инструментом разработчика, как на этапе проектирования новых, так и реанимации старых месторождений. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М., Наука, 1975, 536 с.
2. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. Под редакцией В.Б.Левянта. - М.: ЦГЭ, 2010, 250 с.
3. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985. 240 с.
4. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред. Под научным руководством О.Л.Кузнецова, 3 тома. М., ВНИИГеосистем, 2002.
5. Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. Л.: Недра, 1974. 200 с.
6. Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов на основе реконструкций напряженно-деформированного состояния земной коры по результатам интерпретации сейсморазведки 3D. – Доклады конференции к 75 летию ВНИГРИ «ТЭК России – основа процветания страны». СПб, ВНИГРИ, 2004, с.128-139.
7. Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования трещиноватости на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора (на примере месторождения Белый Тигр). – Геофизика, №3, 2008, с. 41-60.
8. Тимурзиев А.И. Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам). Экспозиция нефть-газ. 5Н (11) октябрь 2010, с.11-20.
9. Тимурзиев А.И. Реконструкции напряженно-деформированного состояния и прогноз проницаемых сечений для пород фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам). Экспозиция Нефть Газ. 6Н (12) декабрь 2010, с.6-13.

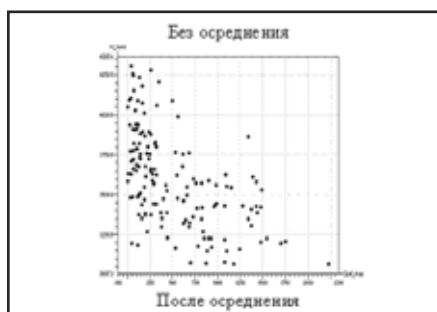


Рис. 3.

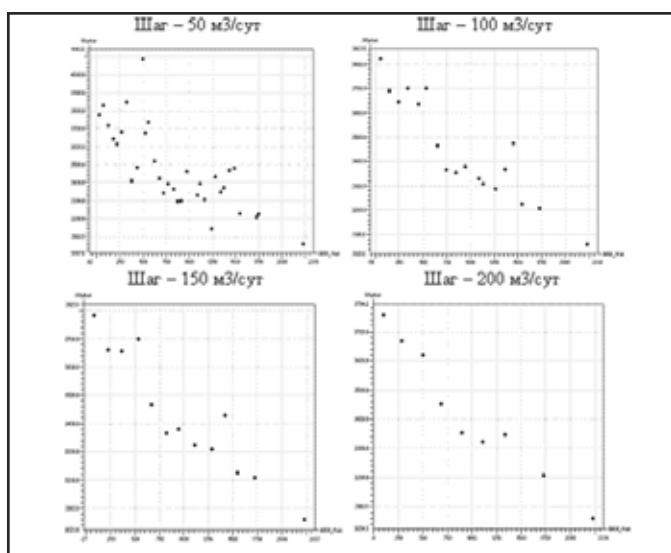


Рис. 3. Месторождение Белый Тигр. Зависимость между максимальными приведенными дебитами скважин и глубиной вскрытия кровли фундамента без осреднения и после осреднения в скользящем окне с различным шагом. Коэффициент корреляции: $R^2 = -0,77$ (50 м³/сут); $R^2 = -0,91$ (100 м³/сут); $R^2 = -0,94$ (150 м³/сут); $R^2 = -0,97$ (200 м³/сут);

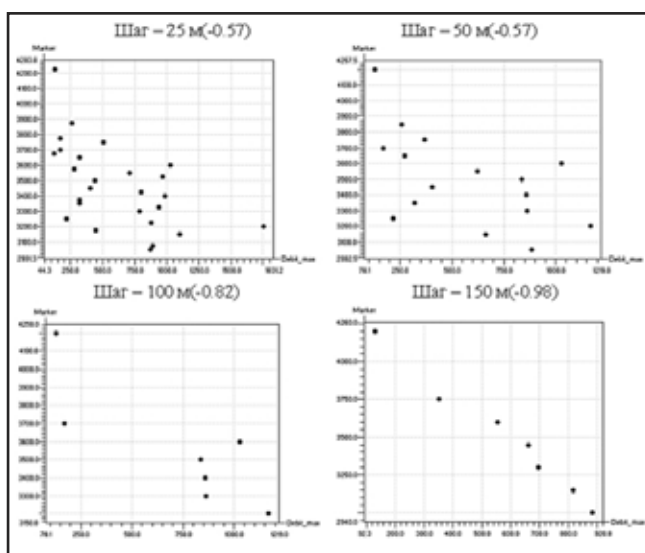


Рис. 4. Месторождение Белый Тигр. Зависимость между глубиной вскрытия кровли фундамента, приведенной к проекции интервала опробования и максимальным приведенным дебитами скважин при осреднении дебитов по глубине с различным шагом (в скобках указаны коэффициенты корреляции).