

Состояние разработки месторождений Западной Сибири, осложненных структурами горизонтального сдвига: история освоения и перспективы реанимации глазами геолога

Благодаря исследованиям ОАО «ЦГЭ» последнего десятилетия доказана сдвиговая природа практически всех крупнейших и гигантских нефтяных и газовых месторождений севера Западной Сибири [2, 11]. По результатам уточнения геологического строения месторождений Западной Сибири (Еты-Пуровское, Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Новогоднее, Ярайнерское, Северо-Губкинское, Тарасовское, Бахилевское и др.), осложненных структурами горизонтального сдвига (СГС), накоплен большой опыт по учету результатов анализа трещинных систем и реконструкций напряженно-деформированного состояния (НДС) горных пород при проектировании разработки месторождений [3, 9, 15]. Эти данные, характеризующие параметры тензора напряжений (вид тензора напряжений и соотношение его главных осей, азимутальное распределение трех взаимно ортогональных осей главных напряжений), существенно дополнены за счет математического моделирования НДС горных пород и построения трехмерной количественной модели распределения производных компонент поля напряжений [17]. Для месторождений Западной Сибири, осложненных СГС, на основе новой модели строения залежей пластово-жильного типа убедительно доказана связь продуктивности скважин с деформационными условиями сжатия-растяжения в пределах зон динамического влияния сдвигов фундамента [12-14]. Разработанная модель «клина сжатия» позволила обосновать структурные признаки растяжения и проницаемости горных пород для проектирования высокопродуктивных скважин на месторождениях, осложненных СГС [16]. Опыт изучения структурно-деформационной неоднородности и создания трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинных сред на основе реконструкций НДС горных пород (в рамках построения геологической модели и геометризации залежи), изложенный в работе [18] на примере Восточно-Тарасовской площади, может быть полезен и востребован при разработке новых и реанимации старых месторождений, осложненных СГС.

Анализ разработки месторождений Западной Сибири, осложненных СГС, показал, что одним из главных факторов, влияющих на низкую эффективность их освоения, является неверная геологическая модель, заложенная в основу проектов разработки. Важнейшим геологическим фактором, недоучет которого отрицательно сказывается на показателях разработки, является естественная трещиноватость пород, осложняющая пластовые резервуары в зонах динамического влияния сдвигов фундамента. Ширина последних, определяемая в первом приближении шириной кулисного оперения, для одиночных сдвигов фундамента достигает от 2-3 км до 5-6 км. Учитывая, что месторождения, как правило, осложнены несколькими сдвиговыми зонами, их общая ширина может превышать 10-15 км.

Примером может служить Северо-Айваседопуровское месторождение, которое осложняют 4 субпараллельные зоны на всю его ширину (15-16 км) и видимую (в границах куба 3D) длину (10-15 км). Можно полагать, что пластовые резервуары этого месторождения на ширину динамического влияния сдвигов и на высоту стратиграфического проникновения разломов (выше кровли пласта БП₉¹) тотально трещиноваты. Новое знание об интенсивной нарушенности месторождений, осложненных СГС, требует обязательного учета при проектировании их разработки.

Вторым аспектом проблемы является возникновение техногенных порово-трещинных типов коллекторов. Если терригенные по составу коллектора юрского нефтегазоносного комплекса (НГК) Западной Сибири являются порово-трещинными по типу для стадий литогенеза, характерных для глубин их залегания, то первично поровые коллектора неокомского НГК трансформируются в процессе разработки в техногенные порово-трещинные. Проблема усугубляется повсеместно генерируемой искусственной трещиноватостью гидроразрыва пластов, формирующейся за счет закачки воды (ППД) и гидроразрыва пластов (ГРП) при давлениях превышающих давление разрыва пласта.

Поля естественной и искусственно генерированной трещиноватости контролируют фильтрационные потоки пластовых флюидов и снижают эффективность мероприятий по повышению коэффициента охвата вытеснением и, как следствие, не позволяют добиться конечного КИНа. В условиях разработки месторождений, осложненных СГС, без решения вопросов, связанных с прогнозом параметров естественной и искусственной трещиноватости и активным внедрением «технологии управления трещиноватостью» [7,8,10], невозможно эффективное освоение месторождений.

«Технология управления трещиноватостью» - термин, предложенный нами как набор методов решения обратных задач проектирования положения и дизайна эксплуатационных скважин (включая дизайн ориентированных скважин и боковых стволов), систем разработки и ППД, ГРП и других ГТМ (включая оптимальную технологию воздействия на пласт при бурении скважин) на ос-

нове знаний о закономерностях пространственной организации и параметрах трещинных систем пластовых резервуаров [10].

Статья основана на результатах геологического анализа «Дополнения к технологической схеме разработки Тарасовского месторождения по пластам группы БП₁₄» [5] (далее «Дополнение») и Технологической схемы разработки Усть-Харампурского месторождения на основе «Авторского надзора за реализацией технологической схемы разработки Усть-Харампурского месторождения» [1] (далее «Авторский надзор»).

В совокупности, приведенные данные по эксплуатации Тарасовского и Усть-Харампурского месторождений позволяют понять недостатки систем разработки применительно ко всем месторождениям, осложненным СГС, и рекомендовать приведение основных положений теории разработки в соответствие с реальной геологией таких объектов. Категоричность ряда выводов автора имеет своей целью достучаться до разработчиков, находящихся в большинстве своем в плену «изотропно-литологического мировоззрения», судя по результатам их «реализованного творчества» в масштабах всей Западной Сибири.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ ТАРАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Как известно, геологическая модель является фундаментом, на котором строится все здание проектирования разработки и ГТМ (методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов). Рассмотрим особенности разработки Тарасовского и Усть-Харампурского месторождений с позиций современных представлений на их геологическое строение, полученным по данным сейсморазведки 3D.

Особенности строения коллекторов и резервуаров. По общепринятым представлениям объекты разработки Тарасовского месторождения имеют поровые коллекторы. По данным [1] коллекторы продуктивных пластов Усть-Харампурского месторождения характеризуются поровым типом с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), изменяющимися в зависимости от степени заполнения порового пространства глинистым цементом. Уменьшение пористости и проницаемости увязывается с процессами уплотнения пород и преобразованием цементирующего материала.

Однако результаты определений коллекторских свойств по керну скважин показывают, что пористость увеличивается с глубиной! Так средние значения пористости основных объектов разработки Тарасовского месторождения увеличиваются вниз по разрезу от 15,5% (пласт БП₁₀) до 19,5% (пласт БП₁₅). Это противоречит приведенному выше утверждению об уменьшении ФЕС в связи с процессами уплотнения пород с глубиной. Это значит, что на месторождении действует мощный фактор не только нейтрализующий негативное влияние уплотнения пород на снижение пористости с глубиной, но напротив, действующий с обратным знаком и превышающий по эффекту первый. Таким фактором являются тектонические деформации, вызывающие разуплотнение и трещиноватость пород. В пользу этого свидетельствует факт крайне низкого отбора керна из нефтенасыщенной части подсчетных объектов, что является характерной особенностью трещинных интервалов разреза.

Знакомство с геологическим обеспечением технологической схемы разработки месторождений Тарасовской группы свидетельствует о том, что ранние геологические модели, основанные на данных бурения и сейсморазведки 2D морально устарели, и принципиально отличаются от моделей, полученных по результатам сейсморазведки 3D. Соответственно результаты реализации двумерных моделей далеки от проектных ожиданий и в процессе дальнейшей разработки будут только ухудшаться. Можно сказать точнее – они не могли быть достигнуты в принципе, так как любая двумерная геологическая модель, положенная в основу проектирования разработки месторождений, осложненных СГС, будет неверной. И вина здесь не в квалификации авторов проекта разработки. Дело в том, что для месторождений, осложненных СГС, нельзя запроектировать правильную систему разработки без трехмерной геологической модели, построенной на основе сейсморазведки 3D. Сейсморазведка 2D объективно не позволяет построить достоверную геологическую модель месторождений, осложненных СГС.

Более того, для месторождений, осложненных СГС, нельзя запроектировать правильную систему разработки без трехмерной гидродинамической модели, построенной на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели строения разрывных нарушений и трещинных систем. Опыт показывает, что проблема определения параметров фильтрационной неоднородности трещинных (порово-трещинных) коллекторов в рамках геометризации и построения гидродинамической модели залежи сводится, помимо стандартных процедур построения структурно-параметрической геологической модели, к количественной оценке параметров НДС пород и реконструкциям ориентировки осей напряжений, построению объемного тензора напряжений и (в пределе) объемного тензора абсолютной проницаемости.

Построение достоверной гидродинамической модели и обеспечение эффективной разработки месторождений, осложненных СГС, сегодня стало реальностью благодаря сейсморазведке 3D и возможностям анализа трещинных систем и реконструкций НДС пород. В основе построения геологической и гидродинамической модели залежей с трещинными (порово-трещинными) коллекторами – структурно-кинематический и динамический (тектонофизический) анализ трещинных систем, количественная оценка параметров НДС горных пород и реконструкции ориентировки осей напряжений, как составные элементы «технологии управления трещиноватостью».

Несоответствия исходных моделей реальной геологии месторождений. Рассмотрим, какие имеют место принципиальные несоответствия исходных геологических моделей, положенных в основу разработки, с современными представлениями на строение месторождений Тарасовской группы и попытаемся разглядеть признаки проявления и влияния сдвиговой тектоники в особенностях эксплуатации продуктивных пластов группы БП.

Во-первых, за основу геологических моделей по основным продуктивным пластам приняты пликативные модели. Разрывные нарушения, как правило, отсутствуют на геологических моделях. Залежи по данным всех изученных нами геологических моделей пластовые, структурно и литологически экранированные, тектонические экраны, как правило, отсутствуют.

Во-вторых, использование разломов в моделях строения залежей ограничивается только их демонстрацией на геологических профилях, без придания им экранирующих или проводящих свойств в гидродинамических моделях (разломы отсутствуют на подсчетных планах, на картах текущих и накопленных отборов и на картах размещения проектных скважин). Влияние разломов на формирование фильтрационных потоков в пластовых условиях даже не обсуждается. Так как на разломах, указанных в геологической модели Тарасовского месторождения имеет место скачок ВНК, разломы были перенесены в гидродинамические модели как поверхности, непроницаемые для пластовых флюидов. Разломы приняты вертикальными, что также противоречит особенностям их строения по данным 3D. Таким образом, в существующих моделях разломам отводится пассивная роль обеспечения гидродинамического экрана для залежей, что не всегда отвечает их реальным свойствам. Роль трещиноватости не обсуждается и в геологических моделях не учитывается.

В-третьих, как уже обсуждалось для всех залежей, принята модель порового коллектора, хотя о влиянии трещиноватости на работу эксплуатационных скважин можно догадываться, судя по резким скачкам продуктивности добывающих и огромной приемистости нагнетательных скважин. В гидродинамических моделях проницаемость по напластованию принимается, как правило, на порядок выше вертикальной проницаемости, что отражает крайние представления о роли трещиноватости в формировании фильтрационных потоков пластовых резервуаров.

В-четвертых, для основных объектов разработки приняты площадные, обращенные 9-ти точечные системы разработки с расстоянием между скважинами 500×500 м (600×600 м). Равномерные по площади, эти системы ориентируются на заведомо изотропную среду и игнорируют высокую фильтрационную неоднородность пластов, которая отмечается в работах [1, 5].

В то же время состояние разработки Тарасовского месторождения позволяет наблюдать ряд особенностей, необъяснимых без учета влияния разломов на фильтрацию флюидов в пластовых условиях. В качестве наиболее выразительных приведем примеры субмеридиональной ориентировки в распределении плотности начальных подвижных запасов нефти, остаточных запасов (что свидетельствует о субмеридиональном дренировании пластов при выработке запасов), накопленных отборов жидкости, обводненности пластов и проводимости пластов (что свидетельствует о субмеридиональной ориентировке каналов транспорта нефти и языков обводнения). Более того, на картах накопленных отборов локализуется область увеличенных значений параметра, связанная по всем пластам с зонами северо-восточных сдвигов, осложняющих свод Тарасовского поднятия. На востоке Тарасовской площади в неоднородности распределения текущих отборов жидкости и закачки воды также проглядывают аномальные зоны, находящиеся в створе сдвиговых зон.

На схеме обводненности пласта БП₁₁¹ Тарасовского месторождения в его восточной части можно наблюдать целый ряд кулисно расположенных линейных зон с предельным (до 100%) обводнением скважин (ряд 3156-3142-3127-3116; ряд 3349-3337-1228-1211-1191; ряд 1190-3301-3298-3296-3289-3287-3107-3106; ряд 32886-3284-3282-3280-3277-3272-3265; ряд 1176-1160-1144-1129). При том, что сетка площадная, формирование субмеридиональных линий очагового обводнения скважин – прямой признак резкой анизотропии фильтрационных свойств пласта БП₁₁¹ Тарасовского месторождения, сформированной на основе интенсивной трещиноватости зон динамического влияния сдвигов. Помимо указанных рядов обводнения скважин можно отметить другие, менее протяженные, но при всем желании не найти ни одного ряда широтного обводнения.

Этих примеров пока достаточно, чтобы понять неадекватность принятых моделей строения пластовых резервуаров сложным геологическим условиям строения Тарасовского месторождения.

Не претендуя на полноценный анализ и в надежде быть услышанными разработчиками, мы попытались показать возможность учета геологических знаний о строении месторождений Тарасовской группы для предотвращения неверных технологических решений, в особенности в будущем в связи с предстоящим освоением юрского НГК месторождений Тарасовской группы.

Но прежде сформулируем основные практические следствия изучения трещинных систем.

1) По результатам выполненных реконструкций [18] ориентировка естественных открытых, проницаемых трещинных систем и направление фильтрационных потоков в пластовых условиях совпадает с субмеридиональным простираем осей максимального сжатия (максимум простираем для Восточно-Тарасовского месторождения - С 342,5°; для Усть-Харампурского месторождения - С 355°; для Северо-Айваседопуровского месторождения - С 355°).

2) С субмеридиональным сечением связано формирование искусственных трещин ГРП, включая трещины гидроразрыва в зонах закачки системы ППД, субмеридиональное и вертикальное направление пластовых флюидных потоков для любых нагнетаемых в скважины агентов при давлениях, превышающих минимальную компоненту бокового горного давления.

3) Эти выводы обязательны для учета при построении гидродинамических моделей, проектировании систем разработки и ППД, проектировании дизайна горизонтальных и наклонно-направленных скважин (включая зарезку боковых стволов) и ГРП, осуществлении других ГТМ, требующих учета фильтрационной неоднородности пластовых резервуаров.

Для полноты картины нужно признать, что проблемы разработки месторождений Тарасовской группы во многом видятся не в геологических, а в технологических причинах, связанных с нерациональной организацией ППД, высокой обводненностью скважин, низкой эффективностью использования пробуренного фонда (согласно «Дополнению», состояние фонда скважин является одной из главных причин невыполнения проектных показателей разработки, т.к. нарушается система разработки), другими технологическими причинами. В этой связи не удивительно, что все рекомендации авторов «Дополнения» носят технико-технологический характер, возможные геологические причины не обсуждаются. Как, например, в случае с таким фактом: «Анализ результатов исследований скважин, пластов и динамики продуктивности скважин показал, что продуктивные характеристики нефтедобывающих скважин пластов БП₈ и БП₁₀₋₁₁ отличаются более чем в 5 раз. Данное обстоятельство требует исследования причин снижения продуктивности и разработки технологий её восстановления». Рецепты спасения видятся в работе с фондом скважин. В этой связи уместно высказывание Ж.Гогеля «Мы видим только то, что понимаем».

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ТАРАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Геологическое толкование закона фильтрации Дарси. Все известные на сегодня технологии разработки месторождений используют один из двух (или оба) методов интенсификации добычи нефти, физическая природа, которых основана на механизме:

1. увеличения рабочего перепада давления (депрессия на пласт),
2. снижения фильтрационного сопротивления пласта.

В основе применения этих технологий практическое приложение закона фильтрации Дарси.

Применение методов интенсификации добычи нефти, основанных на механизме увеличения рабочего перепада давления и снижения фильтрационного сопротивления пласта объясняется при рассмотрении физического смысла коэффициента проницаемости в формуле закона фильтрации Дарси: $Q = K_{пр} F \Delta P / \mu L$, где

$K_{пр}$ – проницаемость (м²);

Q – объемный расход жидкости через породу за 1 с (м³/с);

F – площадь фильтрации, м²;

μ – динамическая вязкость жидкости, сПЗ;

ΔP – перепад давления на длине пути фильтрации, атм;

L – длина пути фильтрации, м.

Согласно размерности $K_{пр}$ (м²), проницаемость характеризует величину сечения каналов фильтрации (просветность пор или раскрытость трещин). При формировании притока скважины, чем больше $K_{пр}$ фильтрующей породы, тем больше длина пути фильтрации (L) и объемный расход жидкости на единицу времени – Q (абсолютный дебит скважины), при прочих равных условиях (динамическая вязкость жидкости, площадь фильтрации пласта, перепад давлений на длине пути от зоны дренирования до забоя скважины).

С другой стороны, объемный расход жидкости (Q) через породу за единицу времени прямо пропорционален проницаемости пласта, площади фильтрации и перепаду давления на пути фильтрации, и обратно пропорционален динамической вязкости и длине фильтрации флюида. Учитывая, что

$\Delta P/L$ равен градиенту давления, закон Дарси указывает на прямую пропорциональность скорости фильтрации жидкости градиенту давления, а расхода жидкости – перепаду давления. В соответствии с этим, дебит скважины тем выше, чем выше проницаемость ($K_{пр}$) пласта и площадь фильтрации и градиент давления $\Delta P/L$ на пути фильтрации от контура питания к забою скважины. И тем выше, чем ниже динамическая вязкость флюида и меньше длина пути фильтрации (снижение фильтрационного сопротивления). В этих связях скрыты физические причины пластовой флюидодинамики и методов совершенствования технологии разработки месторождений.

Разработка месторождения – это процесс вмешательства человека в природную систему. Современные подходы к разработке, в основе которых экономическая целесообразность (прибыль, сроки износа оборудования и эксплуатации, окупаемость инвестиций и др.), построены на насильственном отношении к природе объекта эксплуатации. В свойствах залежей, резервуаров и коллекторов, как среды нахождения нефти, заложены законы обратной связи, посыл и руководство для разработчика по проектированию разработки на режимах, синхронизированных с фильтрационным сопротивлением пласта (время эксплуатации), как выражением скорости отдачи нефти. Пласт отдаст большую часть нефти, если его осваивать на депрессиях соответствующих скорости естественного истечения нефти в пластовых условиях.

Понятно, что такой гуманизм по отношению к природе, приводит к растягиванию сроков эксплуатации до бесконечности. В противном же случае потери неизбежны. Но не такой же ценой (цена – это текущий КИН), когда 80-90% запасов мы оставляем в пласте. Нужен разумный компромисс – увеличение скорости отдачи нефти при сохранении свойств среды нахождения нефти, а именно первичного фильтрационного поля пласта. Пласту энергетически выгоднее отдавать нефть по ранее разработанным каналам ее поступления в пласт при формировании залежи.

В качестве грубой альтернативы мы предложили природе интенсивные методы разработки (форсированные режимы с применением систем внутриконтурного заводнения и массового ГРП), применение которых приводит к созданию нового фильтрационного поля пласта, отличного от первичного природного поля. Поскольку интенсивные методы разработки и, в первую очередь система ППД и ГРП, воздействуют на пласт через искусственное трещинообразование, то нужно понимать, что современное поле напряжений (сбросовый тип) принципиально отличается от палеонапряжений времени структурообразования и формирования залежей (сдвиговое поле напряжений). Отличие это материализовано в типах трещинных систем (разрывные нарушения и тектоническая трещиноватость, сколы и отрывы), их геометрии, кинематике и пространственно-азимутальной ориентировке (угол падения, азимут простираения), раскрытости систем различного типа и ориентировки. Так вот, отличие современного поля напряжений от палеонапряжений приводит к формированию другой, отличной по перечисленным параметрам, техногенной трещиноватости, к созданию новых путей транспорта флюидов (нефти, газа, воды) к забою скважин, к изменению первичных фильтрационных токов в пласте, к необходимости пластовым флюидотокам подчиняться неестественным (не первично освоенным) направлениям движения (подчиненным новой ориентировке осей напряжений сбросового типа), другим последствиям.

Как мы покажем ниже, губительные последствия массового применения ГРП объясняются именно этими геологическими причинами, а сомнительная эффективность его применения не способна компенсировать очевидное негативное влияние на безвозвратную утрату месторождения.

Эти геологические законы служат объяснением корня зла интенсивных технологий разработки и одновременно спасательным кругом в поиске искомого компромисса. Мы вернулись к «технологии управления трещиноватостью», как к способу компромиссного решения проблемных задач проектирования разработки через регулирование положения и дизайна эксплуатационных скважин (включая дизайн ориентированных скважин и боковых стволов, систем их группирования и размещения), систем ППД, ГРП и других ГТМ (включая оптимальную технологию воздействия на пласт при бурении скважин) на основе знаний о законах пространственной организации и параметрах трещинных систем и в соответствии с законами векторной флюидодинамики, призванных свести к минимуму негативные последствия техногенного воздействия на природную пластовую систему. Ниже, глазами геолога мы рассмотрим некоторые особенности разработки, вскроем фатальные ошибки, дадим геологическое объяснение и предложим решения по их исправлению, мы также предложим некоторые рекомендации по совершенствованию системы разработки месторождений Тарасовской группы. Анализ построим по очередности событий, внесших максимальный вклад в текущее плачевное состояние разработки Тарасовского месторождения.

Повторимся, анализ наш покажется не профессиональным с точки зрения разработчика, мы мало осведомлены в тонкостях технологий и мотивации технологических решений. Но мы видим последствия этих решений и можем дать им оценку, равно как и предложить способы минимизации негативных последствий.

Технология форсированной разработки месторождения. Убиение Тарасовского месторождения, равно как и других уникальных месторождений Западной Сибири началось еще на раннем этапе их освоения, когда под гром оркестров рапортовали об очередных достижениях по освоению Сибирских кладовых и раздавали государственные награды. А достижения эти давались крайне легко, включали форсаж (режим форсированного отбора), т.е., выбрасывали или меняли штуцера на максимальный диаметр. Так убивали и Грозненские верхнемеловые залежи, когда нужно было довести добычу до 25 млн.тн. в год и повесить звезду Героя 1-му секретарю обкома КПСС. Так поступали везде и всегда, когда руководствовались не здравым смыслом, а сиюминутной выгодой.

Практика применения больших штуцеров и высокопроизводительных (высоконапорных) установок, имеющая целью достижение высоких темпов отбора нефти и закачки воды, привела к разрыву сообщаемости пластов по латерали, резкому падению пластового давления (истощению энергии пласта), разгазированию нефти и потере ее подвижности, образованию свободной газовой фазы в пластах (искусственные газовые шапки). Позже, с внедрением системы ППД, создание очагов резкого перепада пластовых давлений (зон депрессий и репрессий) на профиле нагнетающих и добывающих скважин привело к искусственному трещинообразованию по схеме неконтролируемого гидроразрыва и формированию вертикальных каналов быстрого транспорта флюида за счет реанимации первичной и образования вторичной дренажной сети трещин.

По сути, за счет техногенного вмешательства уже на первом этапе разработки месторождения произошло изменение типа коллектора с первично порового на порово-трещинный, в котором фильтрационную среду все больше формирует трещинная составляющая, естественное дренирование поровой матрицы и вытеснение нефти водой все более снижается.

При этом надежды, возлагаемые на последующее внедрение систем ППД, по приведенным выше причинам, не оправдались, т.к. нагнетаемая вода, в условиях наличия каналов быстрого транспорта (сеть естественных и искусственных трещин) беспрепятственно уходит из пласта без промывки нефтенасыщенной матрицы коллектора. Как следствие коэффициент охвата предельно низкий, равно как и коэффициент выработки запасов. На все это накладывается первичная фильтрационная неоднородность пластов, без учета которой была запланирована система разработки Тарасовского месторождения. Без учета параметров трещиноватости и формируемой ею анизотропии проницаемости коллекторов при проектировании местоположения скважин (особенно горизонтальных стволов), невольно усиливается эффект дренирования пласта по системе трещин вместо желаемой промывки нефтенасыщенной матрицы. Однажды освоенные закачкой каналы быстрого транспорта уже невозможно изменить без их принудительного тампонирувания.

Крайне вредным является и другая крайность. Известно, что при снижении забойного давления ниже давления насыщения у добывающих скважин происходит снижение коэффициента продуктивности и увеличение фильтрационного сопротивления. При естественных давлениях насыщения эксплуатация скважин часто осуществляется при забойных давлениях от 1,5 до 4,0 раз (и более) ниже давления насыщения. Как видно из графиков (рис.1) для пластов БП₈, БП₁₀₋₁₁, БП₁₄ Тарасовского месторождения пластовое давление упало на первом этапе разработки на треть (пласты БП₁₀₋₁₁), половину (пласты БП₁₄) и даже на порядок (пласт БП₈).

Как следствие, высокая газонасыщенность продукции (разгазирование в пластовых условиях), формирование искусственных газовых шапок и снижение продуктивности скважин. В условиях высокого фильтрационного сопротивления пластов, характерного для низкопроницаемых пластов БП₁₄, недопустимо было снижение забойного давления ниже давления насыщения. Следствием стало снижение коэффициента охвата и коэффициента вытеснения и, соответственно, коэффициента продуктивности и коэффициента извлечения нефти.

Так для Усть-Харампурского месторождения технологической схемой разработки предусмотрено среднее забойное давление в добывающих скважинах – 10 МПа, при том, что давление насыщения для пластов группы БП₁₄ составляет 16,2 МПа. Как видим, более чем полутора кратное снижение забойного давления ниже давления насыщения, служит предпосылкой к разгазированию нефти в пластовых условиях и формированию искусственных газовых шапок. О негативном влиянии газа на работу скважин не стоит даже говорить.

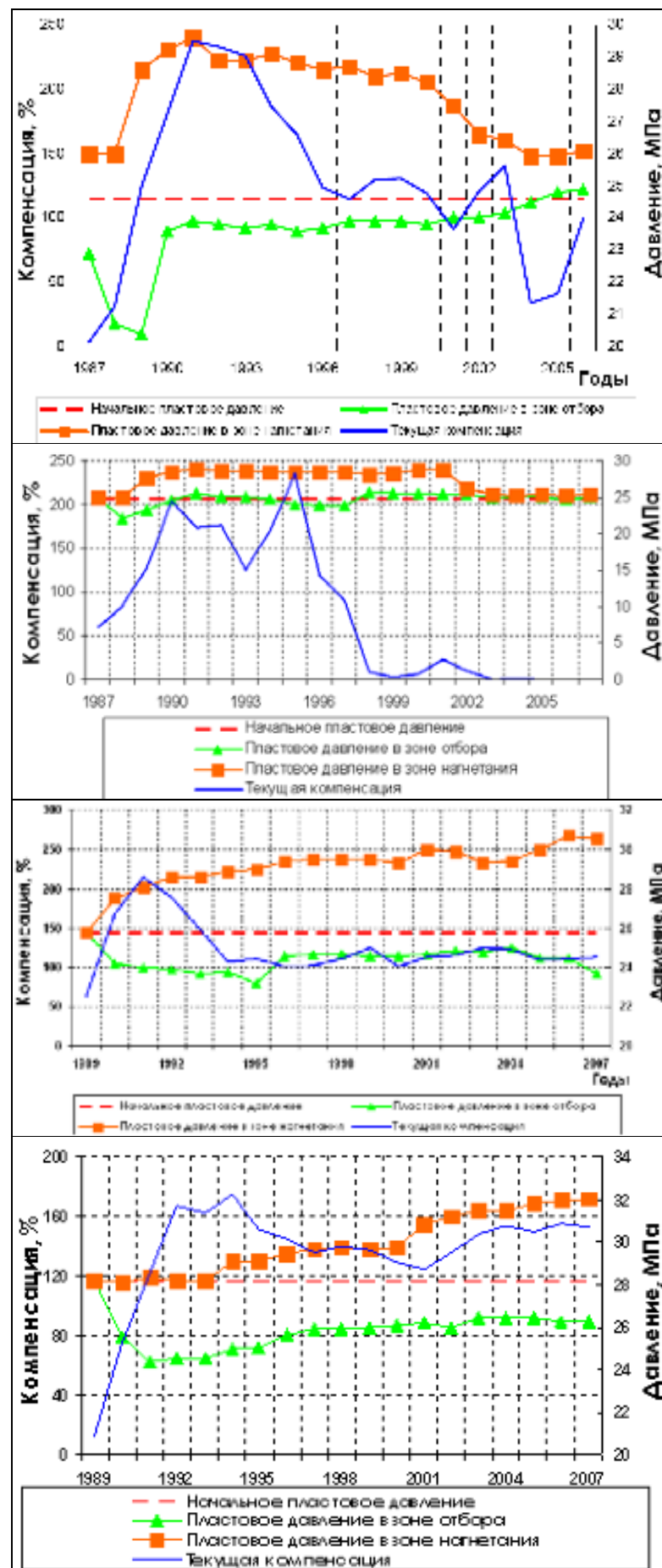


Рис.1. Тарасовское месторождение. Динамика изменения пластового давления на 01.01.2008 г. (РН-УфаниПИнефть, 2008 г.): *a* - пласт БП₈; *b* - пласт БП₉; *v* - пласт БП₁₀₋₁₁; *г* - пласт БП₁₄.

Система ППД - причины обводнения скважин и снижения добычи нефти. Анализ состояния разработки месторождений Тарасовской группы показывает, что основной кумулятивный вклад в невыполнение проектных показателей по добычи нефти и, по сути в убиение месторождения, исходит от применяемых технологий форсированной разработки с применением способов воздействия на пласты предельно высоких депрессий и репрессий. Последние включают технологии ППД (внутриконтурное заводнение, перекомпенсация отбора закачкой воды, превышение давления нагнетания начального пластового давления) и массовый ГРП (более 800 скважино-операций при текущем эксплуатационном фонде 817 скважин).

В совокупности применение этих технологий интенсификации добычи нефти привело к:

- 1) формированию новой сети высокопроницаемых трещин;
- 2) нарушению первичного фильтрационного поля и связанности пластов;
- 3) созданию условий для прорыва по сети реанимированных естественных и вновь созданных искусственных трещин гидроразрыва нагнетаемых вод (подошвенные воды на первом этапе разработки не проявляли себя) и кровельного газа в условиях ограниченных по мощности (5-7 м) и флюидоупорным свойствам глинистых перемычек пластов. Как следствие, высокая обводненность продукции скважин с началом массового внедрения ППД и разгазирование нефти в пластовых условиях за счет снижения пластового давления ниже давления насыщения и соединения через трещины газо- и нефтенасыщенных зон. Для объекта БП₁₀₋₁₁ эти последствия усилились одновременной миграцией нефти в подгазовую зону благодаря добыче газоконденсата из газовой шапки.

Как известно падение добычи нефти по месторождению связано с обводнением скважин. А причина обводнения скважин кроется в принятой системе разработки. Подтверждение этому мы находим в [5]. Тарасовское месторождение характеризуется низкой степенью выработки, падающей добычей и находится на третьей стадии разработки: при текущем КИНе 0,134 (на 01.01.2008 г.) обводненность месторождения составляет 68,8%. Энергетическое состояние залежей характеризуется высокой перекомпенсацией закачкой при давлении в зоне нагнетания существенно превосходящем начальное и текущее пластовое давление в зоне отбора. Ниже мы покажем пагубное воздействие этого фактора на обводненность скважин.

Приведем некоторые данные, демонстрирующие состояние обводненности Тарасовского месторождения. По данным [6] основные объекты месторождения характеризуются следующими показателями разработки (табл.1). В [5] можно найти цифры текущей компенсации отбора, превышающие 1000% (!), как выражение бессмысленного усердия в исполнении проектных решений.

Сводные данные по состоянию обводненности Тарасовского месторождения по данным [6].

Таблица 1

Пласт, залежь	Текущая обводненность	Компенсация отбора		КИН	Динамика обводнения	
		накопленная	текущая		1986-1995	к 2003
БП ₁₀ ¹	80,6%	148,0%	171,2%	9,6%		71,9%
БП ₁₀ ²	43,6%	153,7%	155%	10,2%	4,1%	37,4%
БП ₁₁ ¹	58,4%	165,1%	165%	2,6%	3,7%	58,4%
БП ₁₁ ²	31,5%	113,7%	105,5%	2,5%	3,0%	32,5%
БП ₁₄ ¹	79,2%	130,6%	118,5%	22,2%	16,7%	79,3%
БП ₁₄ ²	42,4%	143,4%	147,5%	18,1%	2,9%	42,4%
БП ₁₄ ³	32,2%	136,9%	152,9%	10,8%	1,6%	32,2%
БП ₁₄ ⁴	27,3%	121,4%	143,5%	2,2%	0,9%	65,3%
БП ₁₄ ⁵	65,3%	164,3%	555,0%	3,4%	3,0%	65,3%
БП ₁₄ ⁶	10,6%	29,9%	555,5%	1,9%	0,3%	10,6%

В поисках причины столь высокого и быстрого обводнения Тарасовского месторождения, полезно рассмотреть историю его освоения. Анализ динамики обводнения во времени показывает [6], что на первом этапе разработки (1986-1995) продукция скважин по всем пластам Тарасовского месторождения была практически безводной (среднегодовая обводненность до 1995 г. включительно составила, за редким исключением, первые проценты). На типичном примере залежи пласта БП₁₄⁵ видно, что среди 14 действующих (на конец года) добывающих скважин не было ни одной обводненной. В 1999 г. доля воды в добываемой продукции практически не изменилась (среднегодовая обводненность -5,8%). К 2003 г. доля воды в добываемой продукции достигла 65,3%.

Такая динамика обводнения во времени характерна для всех пластов Тарасовского месторождения. 2003 год выглядит переломным. Мы не располагаем цифрами обводнения между 1995 и 2003

годами, возможно резкий его рост начался раньше 2003 года (для объекта БП₁₀₋₁₁ высокая средняя обводненность имеет место, начиная с 2000 года), когда цифры обводнения увеличились резко в 10-20 раз до 30-70 раз по сравнению с первым этапом разработки.

В понимании геологических причин обводнения Тарасовского месторождения важна статистическая информация по анализу фонда скважин на предмет выявления технологических причин его обводнения. Анализ приведенной статистики по пластам БП₁₀₋₁₁ и БП₁₄ показал, что среди возможных причин обводнения скважин (прорыв нагнетаемой воды, обводнения краевыми и подошвенными водами), прорыв нагнетаемой воды к забою является доминирующим (95%).

Таким образом, можно сделать вывод о том, что скважины обводняются нагнетаемой водой и причина обводнения скважин является рукотворной, а не природной. У нас есть все основания (геологическая интуиция) полагать, что резкий рост обводнения Тарасовского месторождения связан по времени с внедрением технологий интенсификации добычи, и коррелировать его нужно со сроками массового внедрения ГРП (операции ГРП проводятся на месторождении с 1994 года). Специалистам предлагаю выполнить несложный анализ по своим месторождениям, а мы рассмотрим другие особенности в поисках геологических причин, подтверждающих наши представления на роль форсированных технологий в убиении Тарасовского месторождения.

Анализ показал, что на Тарасовском месторождении (пласт БП₁₀²) обводняются в первую очередь высокопродуктивные участки залежи, с высокой проницаемостью пластов. Участки залежи с низкой обводненностью, как правило, характеризуются и низкими дебитами нефти. Хотя эти участки охвачены заводнением, низкие дебиты обусловлены низкими ФЕС коллекторов. Этим же объясняется и их низкая обводненность. Накопленные отборы по этим участкам также малы, что означает их слабую выработанность. Таким образом, можно сделать вывод о том, что применение внутрипластового заводнения, целью которого является подключение к разработке (охват заводнением) низкопроницаемых участков по площади (и пропластков по разрезу) залежи, не достигает своего назначения. Посмотрим, как этот вывод подтверждается на практике.

Проведенный анализ показал [5] низкую эффективность системы ППД, заключающуюся в низком текущем и прогнозном коэффициенте охвата пласта фильтрацией, причем, главным образом, за счет низкого охвата по площади. Это обуславливается низкой выдержанностью коллекторов восточной зоны залежи и, как показала практика, низкой эффективностью в этих условиях как площадной 9-ти точечной системы заводнения (восточная и северо-восточная ячейки), так и линейной (юго-восточная). Согласно оценкам, текущий коэффициент охвата пласта заводнением по площади 0,625, коэффициент охвата пласта заводнением по разрезу 0,448.

Анализ заводнения объектов Тарасовского месторождения показал следующие цифры: по пласту БП₈ коэффициент охвата заводнением – 0.73, коэффициент работающей толщины – 0.78 доли ед., приемистость 286 м³/сут; по пласту БП₁₀₋₁₁ коэффициент охвата заводнением – 0.57, коэффициент работающей толщины – 0.62 доли ед., приемистость 243 м³/сут; по пласту БП₁₄ коэффициент охвата заводнением – 0.72, коэффициент работающей толщины – 0.73 доли ед., приемистость 259 м³/сут. Полагаем, что для месторождения в целом коэффициент охвата существенно завышен, так как в межскважинной области он не оценивался и близок к нулю.

Скважины, обводняющиеся от закачки, могут быть разделены на две категории. Первая – скважины с прорывами воды по узким интервалам (трещинам гидроразрыва), они характеризуются резким ростом обводненности до 80-90%. Вторая – скважины с постепенным заводнением всей толщи коллектора, они характеризуются длительным безводным периодом, медленным ростом обводненности до 90% и большими отборами по нефти. Анализ показывает, что увеличение давления нагнетания и приемистости нагнетательных скважин приводит к прорыву закачиваемой воды к забоям добывающих скважин. Ограничение объемов закачки приводит к увеличению охвата заводнением пластов и росту объемов добываемой нефти.

Как видим, факты подтверждают выводы относительно причин низкой эффективности освоения Тарасовского месторождения, связанной с применением интенсивных методов разработки.

Зададимся вопросом, а куда же девается нагнетаемая в таких объемах вода и за счет чего достигаются такие огромные цифры приемистости скважин?

Рассмотрим данные по динамике изменения пластового давления [5]. Как видно из графиков (рис.1) по объектам разработки Тарасовского месторождения (БП₈, БП₉, БП₁₀₋₁₁, БП₁₄) пластовое давление было посажено уже на начальном этапе (1987-1989) за счет форсированных темпов отбора нефти (так, максимальный уровень добычи нефти по объекту БП₁₀ был достигнут уже в 1992 г.). Кроме пласта БП₉, по которому пластовое давление в зоне отбора держится на уровне начального, для пластов БП₈, БП₁₀₋₁₁, БП₁₄ давление в зоне отбора было снижено на первом этапе разработки (от начального) на треть (пласты БП₁₀₋₁₁), половину (пласты БП₁₄) на порядок (пласт БП₈).

Интенсификация объемов нагнетания (максимум компенсации приходится на 1990-1992 гг.) привела к росту пластового давления в зоне нагнетания (локальное, очаговое явление), при том что пластовое давление в зоне отбора (исключая пласт БП₈) уже не восстанавливалось никогда и держится ниже начального давления на уровне первоначального срыва до настоящего времени.

Какие можно сделать из этого выводы? Снизив начальное пластовое давление и приведя первичное пустотное пространство (поры и трещины) к компрессионному смыканию, добились снижения приточности скважин и падения добычи нефти. В надежде на восстановление пластового давления, внедрили внутриконтурное заводнение в худших традициях реализации форсированных технологий. Первичная проницаемость пластов после акта репрессии и компрессии пустотного пространства не смогла мгновенно принять такие объемы воды. Давление нагнетания в условия возросшего фильтрационного сопротивления, превысив минимальную компоненту бокового горного давления, релаксировало через гидроразрыв пластов. После этого дальнейшая закачка воды бессмысленна, вода уходит через трещины гидроразрыва в ближайшие зоны репрессии, связанные с участками отбора. При этом, о какой либо эффективной промывке пластов не может быть и речи.

В качестве подтверждения приведем пример. После резкого падения уровня закачки воды в 1992 г. (779,4 тыс.м³) и в 1997 г. (204,5 тыс.м³), начиная с 1998 года закачка воды в пласт БП₁₀¹ была увеличена, что привело к росту добычи жидкости, однако это сопровождалось ростом обводненности, при этом добыча нефти, после кратковременного подъема начала снижаться.

Таким образом, применение внутрипластового заводнения, не только не решило прямые задачи увеличения коэффициента охвата, а привело к нарушению первичного фильтрационного поля пластов и негативно отразилось на показателях разработки месторождения. Сегодня от закачки воды нет никакой пользы, начальное пластовое давление не восстанавливается независимо от объемов закачки (1000% и более), матрица пласта не промывается, КИН не увеличивается. Зато от продолжающейся закачки есть прямой вред – вода напрямую, по самым коротким направлениям, поступает в добывающие скважины, приводя их к резкому обводнению. Это распространяется на все скважины в радиусе действия нагнетающих скважин, создающих радиальные депрессионные зоны. При этом, даже вновь вводимые в эксплуатацию добывающие скважины, попадая в радиус депрессионной воронки, мгновенно обводняются.

Следствием является то, что ни снижение уровня закачки, ни отключение обводнившихся скважин уже не останавливает рост обводненности, а объяснением то, что после формирования искусственной системы транспорта нефти (воды) в пласте за счет гидроразрыва в зоне закачки, флюид движется только по этим высокопроницаемым коридорам.

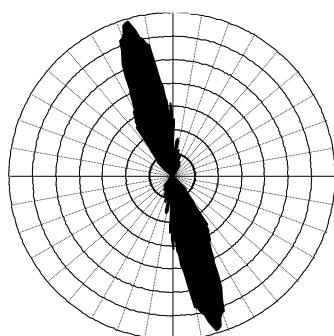
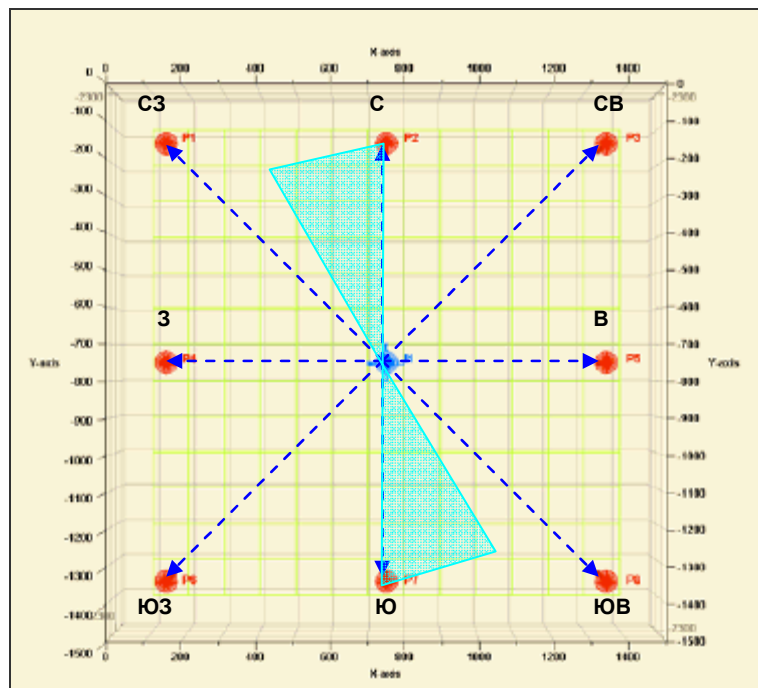
Как связаны направления транспорта пластовых вод по искусственным трещинам гидроразрыва с ориентировкой господствующих на площади трещинных систем, сформированных сдвиговыми деформациями? Приведем для демонстрации некоторые наблюдения [4]:

- 1) по пласту БП₁₄³ на участках, разрабатываемых по блочной системе, обводнению в первую очередь подвергаются скважины первых рядов (ближайшие в радиусе депрессионной зоны);
- 2) скважины, с обводненностью свыше 80% расположены вблизи от нагнетательных;
- 3) на участках с девятиточечной системой угловые скважины обводняются позднее.

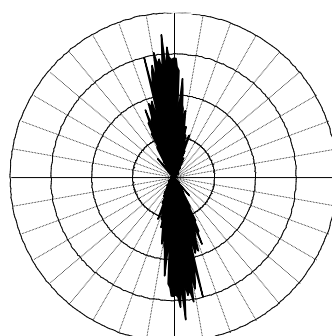
Из приведенных наблюдений следует подтверждение как предыдущих выводов, так и объяснение природы явления избирательного обводнения меридиональных рядов добывающих скважин месторождений Тарасовской группы. На рис.2 приводятся теоретически возможные направления движения воды из нагнетательной скважины в добывающие для сетки базового элемента разработки. В сопоставлении с розами-диаграммами простирания разломов осадочного чехла по месторождениям Тарасовской группы понятно, почему диагональные направления токов от нагнетательных скважин в центре ячейки имеют подчиненное значение. Природа сдвигов такова, что независимо от простирания самого сдвига (северо-западное или северо-восточное), картируемые благодаря сейсморазведки 3D опережающие кулисные системы сбросов и сопутствующие им трещинные системы, имеют повсеместно в пределах севера Западной Сибири [11] и совершенно уверенно на Тарасовском месторождении субмеридиональное простирание [18].

Таким образом, и избирательное обводнение меридиональных рядов добывающих скважин Тарасовского месторождения находит простое геологическое объяснение.

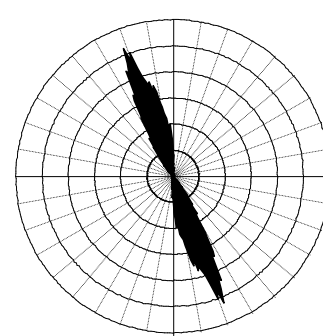
Есть еще одна загадка в особенностях обводнения Тарасовского месторождения. Для нижних пластов (БП₁₄⁴ – БП₁₄⁶) обводнение происходит катастрофически и резко при достижении 1%, 4% и 7% КИН соответственно. Обводнение верхних пластов (БП₁₄¹ – БП₁₄³) происходит более равномерно и плавно. Как объяснить это геологическими причинами?



Восточно-Тарасовская



Усть-Харампурская



Северо-Айваседопуровская

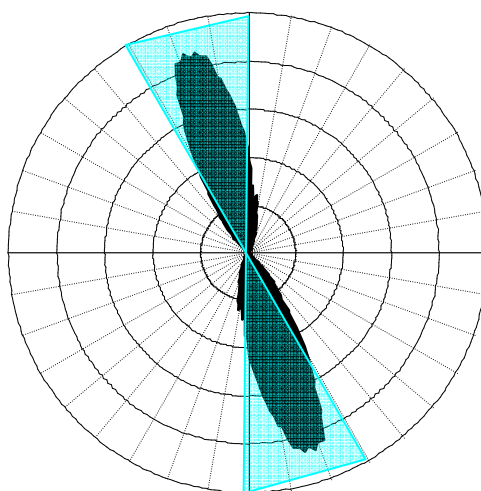


Рис.2. Пример монолитного участка с характерной сеткой скважин рассматриваемого варианта разработки - базовый элемент (РН-УфаниИПнефть, 2008) с нанесенными теоретически возможными направлениями движения нагнетаемого агента и розы-диаграммы простирания проницаемых трещинных систем по месторождениям Тарасовской группы с выделенным азимутальным сектором преобладающего направления фильтрационных потоков и обводнения скважин.

Нижние пласты ($БП_{14}^4$ – $БП_{14}^6$), характеризующиеся катастрофически резким обводнением, имеют минимальную проницаемость ($3-7 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$), в 3-5 раз меньшую, чем у верхних пластов $БП_{14}^1$ – $БП_{14}^3$ ($10-16 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$), для которых обводнение происходит более равномерно и плавно. В то же время, как отмечалось, участки залежи с низкой обводненностью и низкими дебитами нефти, харак-

теризуются низкими ФЕС коллекторов. Если коллектор поровый, проницаемость межгранулярная (фильтрация внутривпоровая) и отсутствует трещиноватость и трещинная проницаемость, наблюдаемую картину объяснить невозможно. Наблюдаемая картина совершенно не логична при поровом типе коллекторов объекта БП₁₄: нижние пласты (БП₁₄⁴ – БП₁₄⁶) с минимальной проницаемостью пластов должны отличаться низкой обводненностью. При этом другие параметры (пористость, толщины пластов и перемычек) также не объясняют столь контрастную дифференциацию свойств нижних и верхних пластов по их отношению к обводнению.

Признавая трещинную предопределенность катастрофического обводнения нижних пластов, наблюдаемая картина может быть объяснена большей густотой трещинных систем, генерируемых проникающими снизу разломами, и преобладанием трещинной проницаемости над межзерновой для нижних пластов. Такое объяснение различий в характере обводнения пластов приводит нас к выводу о возможно трещинном типе коллекторов группы БП₁₄. А, если это так, то подлежит пересмотру все научное и регламентное сопровождение разработки Тарасовского месторождения.

Эффективность системы ППД и природа искусственной трещиноватости. Результаты расчетов условий существования на глубине открытых трещин для разноориентированных систем приводят к важным практическим следствиям в отношении эффективности системы ППД [10].

Под действием эффективного давления изменение раскрытости трещин происходит за счет деформации трещин и при этом их раскрытие меняется за счет нормальной к плоскости трещин составляющей напряжений. Снижение пластового и эффективного давления в залежи приводит к компрессионному смыканию стенок и закрытию (схлопыванию) горизонтальных трещин и, как следствие, сокращению объема дренируемых пород (контура питания) и продуктивности скважин.

В условиях предельного смыкания горизонтальных трещин преобладает вертикальный вектор трещинной фильтрации нефти и, как следствие, создаются предпосылки для дренирования как закачиваемой в резервуар воды, так и законтурной воды по системе вертикальных трещин. Геометризация зон с различной величиной компрессионного смыкания трещин возможна на основе расчетов эффективного напряжения методами математического моделирования НДС пород [17].

Игнорирование факторов трещинообразования, равно как и компрессионного смыкания трещин при использовании интенсивных методов разработки Тарасовского месторождения, привело к резкому обводнению фонда скважин. Повторилась ситуация, имеющая место на целом ряде месторождений Западной Сибири, наиболее наглядно представленная по Талинскому месторождению (при близком КИНе, обводненность фонда скважин 95%), где на повестку дня (ЦКР) уже встал вопрос о методах реанимации этого загубленного уникального месторождения.

В процессе разработки залежи нефти соотношение забойного давления ($P_{\text{заб}}$) в нагнетательных (зона закачки) и добывающих (зона отбора) скважинах (депрессия на пласт) должно корреспондировать с фильтрационным сопротивлением пласта. Депрессия (ΔP) должна соотноситься с проводимостью (гидропроводностью) пласта, иначе, при ее превышении минимальной компоненты бокового давления будут создаваться условия для формирования искусственных трещин гидроразрыва (реакция геосреды на преодоление фильтрационного сопротивления). При этом, образование искусственных трещин не подчинено ни структурной основе, ни геометрии сети эксплуатационных скважин, а лишь простиранию осей напряжений и эффективному напряжению.

Как следствие, в процессе закачки воды формируется наложенная на низкоскоростную транспортную сеть межгранулярных каналов фильтрации пласта (учтенная при проектировании разработки), высокоскоростная транспортная сеть каналов фильтрации пласта реанимированными и искусственными трещинами гидроразрыва (не учтенная при проектировании разработки). Более того, высокоскоростная транспортная сеть каналов фильтрации (искусственные трещины гидроразрыва), которая полностью изменяет и искажает от проектных фильтрационные потоки в пласте, не поддается регулированию стандартными методами контроля за разработкой. Прогноз высокоскоростной транспортной сети каналов фильтрации пласта возможен на основе реконструкций НДС горных пород по результатам анализа трещинных систем, картируемых методами сейсморазведки 3D. Но реанимация месторождения (естественно частичная, поскольку полная реанимация невозможна по причине необратимых процессов в пласте) уже требует серьезных мероприятий, связанных с перепрофилированием нагнетательных и добывающих скважин, принудительным тампонированием искусственных трещин, изменением геометрии сетки эксплуатационных и нагнетательных скважин, приведением ориентировки стволов эксплуатационных скважин в соответствие с ориентировкой осей напряжений и другими ГТМ.

Оценим возможности формирования искусственных трещин гидроразрыва в процессе закачки воды для реальных условий залегания пластов БП₁₄ Тарасовского месторождения.

В соответствии с законами механики горных пород, образование вертикальных трещин гидроразрыва начинается при условии $P_{\text{пл}} > P_{\text{min}}^{\text{бок}}$. Учитывая, что коэффициент Пуассона (μ) изменяется в

интервале пластов БП₁₄ от 0,244 до 0,264 (среднее значение 0,251), а средняя плотность пород составляет 2,634 г/см³ (глубины залегания 2870-3170 м для восточного блока), расчетное боковое давление в интервале залегания пластов группы БП₁₄ изменяется от 25,3 МПа до 28,0 МПа.

Характер соотношения бокового горного давления с забойным давлением ($P_{заб}$) в нагнетательных (зона закачки) и добывающих (зона отбора) скважинах показан на рис.3. Динамика пластовых давлений объекта БП₁₄ и таблица расчета значений превышения давления в зоне нагнетания бокового горного давления за время разработки 1990-2003 г.г. свидетельствуют о том, что начиная с 1992 года давление в зоне закачки превышает боковое горное давление для минимальных (в кровле пластов группы БП₁₄) и максимальных (в подошве пластов группы БП₁₄) значений. В зоне закачки по всем законам физики пласта формируются трещины гидроразрыва.

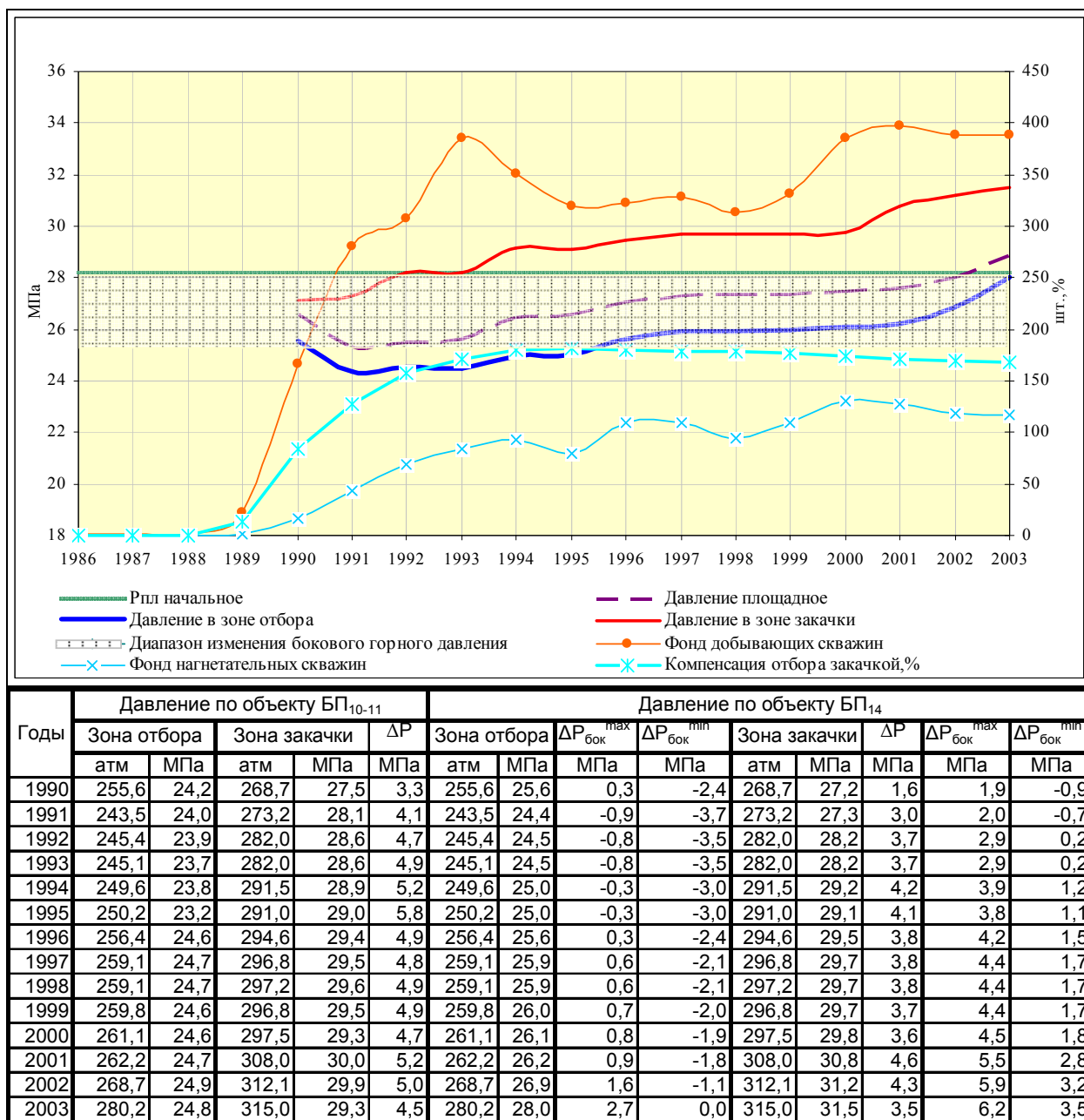


Рис.3. Тарасовское месторождение. Динамика пластовых давлений объекта БП₁₄ и таблица расчета значений превышения давления в зоне нагнетания бокового горного давления за время разработки 1990-2003 г.г. (диапазон изменений бокового горного давления для группы пластов БП₁₄: 25,3-28 МПа). Начиная с 1992 года давление в зоне закачки превышает боковое горное давление для минимальных (в кровле пластов группы БП₁₄) и максимальных (в подошве пластов группы БП₁₄) значений. Следствием является неконтролируемый процесс формирования искусственных трещин гидроразрыва пластов и фильтрация закачиваемой воды по трещинам (без промывки матрицы) в зону низких давлений (к забоям добывающих скважин).

Фактические расчеты показывают, что начиная с 1992 года $P_{\text{бок}}^{\min}$ (25,3 МПа) и $P_{\text{бок}}^{\max}$ (28 МПа) $< P_{\text{зак}}$ (28,2-31,5 МПа). В зоне отбора трещины гидроразрыва не формируются. С 1990 года $P_{\text{бок}}^{\min}$ (25,3 МПа) и $P_{\text{бок}}^{\max}$ (28 МПа) $> P_{\text{отб}}$ (24,4-28,0 МПа). Следствием является неконтролируемый процесс формирования трещин гидроразрыва пластов и фильтрация закачиваемой воды по трещинам (без промывки матрицы) в зону низких давлений (к забоям добывающих скважин).

Выполненные расчеты и полученные по ним выводы требуют пересмотра системы ППД, отказа от перекомпенсации закачкой отборов жидкости (закачиваемая вода используется не по назначению) и, главным образом снижения депрессии на пласт на профиле между зоной закачки и зоной отбора жидкости в скважинах. Смысл состоит в приведении градиента давления в соответствие с фильтрационным сопротивлением пласта. Возможно, для этого потребуются принудительное тампонирующее искусственных трещин гидроразрыва пластов, остановка добычи нефти (последовательный график консервации залежей сроком на 3-5 лет) для восстановления пластовой системы, в дальнейшем отказ от системы ППД и разработка месторождения на щадящем режиме.

Технологии интенсификации добычи нефти. Согласно [5] низкая пористость и проницаемость терригенных коллекторов месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» требуют проведения мероприятий по интенсификации отборов нефти и газа. В условиях высокого пластового давления, характерного для Тарасовского месторождения, одним из эффективных методов, направленных на выполнение этой цели признается гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Будем объективны (если не сказать честно), не низкая пористость и проницаемость терригенных коллекторов, а ускорение сроков извлечения нефти и получение прибыли требуют проведения мероприятий по интенсификации отборов нефти. А высокое пластовое давление помогает сократить издержки на выполнение мероприятия (снижает эффективное напряжение в пласте, на преодолении которого требуются меньшие мощности и объемы нагнетания).

Операции ГРП проводятся на Тарасовском месторождении с 1994 года. На 01.01.2007 г. на месторождении проведена 731 скважино-операция ГРП, из них 7 на объекте БП₆, 6 – на БП₇, 14 – на БП₈, 6 – на БП₉, 252 – на БП₁₀₋₁₁, 446 – на БП₁₄.

В статистике проведения ГРП особенно интересна историческая сторона, а именно начало и период массового внедрения технологии. Согласно данным по объемам ГРП за период 1994-2006 гг. в рамках нашего анализа важна одна дата, а именно 1995 год - начало массового внедрения ГРП на Тарасовском месторождении (в 1995 году выполнено 104 скважино-операции против 6 в 1994 году). Помните, мы коррелировали эту дату с началом массового обводнения месторождения (концом периода безводной эксплуатации). Выводы напрашиваются сами. Мы же скажем со всей категоричностью, что ГРП убил месторождение окончательно.

Благодаря статистике стало очевидным, что при массовом применении ГРП, эффективность технологии далека от желаемой. Более того, имеют место многочисленные примеры отрицательного влияния ГРП на показатели работы скважин и прямую потерю скважин. Не акцентируется связь эффективности ГРП с проницаемостью пластов (эффективные мероприятия связаны, как правило, не с низкопроницаемыми пластами) и, что самое главное, не ведется учет (не публикуется) потерям скважин, истории их работы, срокам службы и долговременной эффективности ГРП.

Анализ свидетельствует о недоучете и даже игнорировании факторов, напрямую влияющих на эффективность ГРП в условиях разработки месторождений, осложненных СГС:

- 1) естественная и искусственная трещиноватость горных пород, формирующая первичную фильтрационную неоднородность коллекторов и резервуаров нефти и газа;
- 2) неоднородность НДС горных пород и ориентировка осей напряжений, определяющие параметры естественной и искусственной (техногенной) трещиноватости;
- 3) упруго-деформационные свойства горных пород, определяющие критические условия разрушения пород и формирования искусственных (техногенных) трещин при проведении ГРП.

Низкая эффективность ГРП (обратное, декларируемое сервисными компаниями без учета долговременных последствий, принимать на веру наивно) без учета фильтрационной неоднородности пластов, связанной не с фациальной зональностью, а с неоднородностью НДС пород, кажется нам очевидной, по крайней мере, при используемой технологии в геологических условиях Тарасовского месторождения. Хотя авторы [5] говорят о высокой эффективности мероприятий, связанных с ГРП, нам это представляется не столь очевидным. Цифры дополнительной добычи на скважино-операцию ни о чем не говорят без сопоставления их с цифрами безвозвратных потерь нефти в виде преступно низкого КИНа (0,134), «достигнутого» благодаря широкомасштабному внедрению ГРП и в дальнейшем планируемому как основной метод интенсификации добычи.

Известна кратковременность эффекта от ГРП. Только по этой причине на Тарасовском месторождении в 135 скважинах эта операция проводилась повторно, в 23 – трижды и в 6 – четыре раза. В соответствии с этим, декларируемая эффективность от применения ГРП, также кратковременна, по-

этому для поддержания эффекта требуется осуществление повторных ГРП, до тех пор пока скважина не обводнится и не выйдет из строя. При этом не учитывается двойной вред от использования неконтролируемого ГРП (контролируемый ГРП – это иллюзия, как мы покажем ниже): нарушение первичного фильтрационного поля пласта (создание условий для его разобщения) и, наконец, мгновенное в масштабах сроков разработки месторождения обводнение скважин. Обводнение происходит за счет прорыва по сети трещин гидроразрыва вначале закачиваемой воды, затем, после прорыва трещиной глинистых перемычек, подошвенных вод и кровельного газа.

Освоение Тарасовского месторождения идет по сценарию Талинского, последствия которого всем хорошо известны. Оставлять в недрах безвозвратно 80-90% запасов в угоду сиюминутной выгоде от дополнительной нефти, полученной за счет ГРП – это ремесло, да простят меня разработчики. Реанимация «убитого» месторождения требует затрат несоизмеримых с эффектом, полученным от применения ГРП. Для открытия месторождения, равноценного по брошенным в недрах запасам нефти, потребуются десятилетия работы и многомиллиардные затраты.

Низкую эффективность ГРП связывают с несоблюдением технологии проведения ГРП. Опять забыли про геологию в упоении технологиями. Мы, к сожалению разработчиков и технологов ГРП, вынуждены в очередной раз внести разочарование в этот необоснованный оптимизм по поводу всемогущества технологий над природой. Вопрос слишком серьезный, чтобы не дать серьезное обоснование этого вывода. Учитывая ограниченные рамки журнальной статьи, мы обсудим геологическую природу ГРП и его губительные последствия для месторождений в следующем номере.

Выводы. История разработки месторождений Западной Сибири, осложненных сдвиговыми деформациями, имеет несколько общих, объединяющих их в трагизме последствий, стадий.

1. Начальный безводный период с применением форсированных методов добычи. К концу этого периода происходит резкое падение начального пластового давления.

2. Начало применения методов интенсификации добычи, связанных с вводом в действие системы ППД и массивов заводнения продуктивных пластов с целью поддержания пластового давления. К концу этого периода происходит резкое обводнение фонда добывающих скважин.

3. Внедрение в промышленных масштабах метода интенсификации добычи нефти на основе технологии ГРП. К концу этого периода происходит катастрофическое обводнение фонда скважин и гибель месторождения.

Как видим, наличие разломов и их очевидное влияние на процессы разработки месторождений, осложненных СГС, никак не отразились на: проектировании сеток скважин (площадные, рядные и др.); размещении скважин внутри сеток (их сгущении, разряжении, адаптации к аномально-анизотропным свойствам зон разломов); положении нагнетательных рядов и отдельных скважин; выборе скважин-претендентов на проведение ГРП; проектировании дизайна горизонтальных и наклонно-направленных скважин, зарезке боковых стволов; регулировании темпов отбора нефти и закачки воды; других мероприятиях. При этом во всех регламентных документах отмечается катастрофически высокая обводненность скважин при катастрофически низких текущих КИНах. Проблема усугубляется тем, что лечение болезни видится не в осознании небрежения к фундаментальным положениям проектирования разработки, основой которых является адекватная реальным геологическим условиям модель месторождения, а в различного рода упражнениях по математическому моделированию процессов с целью поиска неизвестного на основе суммы неизвестного, манипулировании техникой и технологиями в надежде обмануть природу.

Диагноз звучит не трагично, но жестко: нужно возвращаться назад, к созданию достоверной геологической модели на основе проведения сейсморазведки 3D на всех месторождениях, осложненных СГС, после чего можно проектировать мероприятия по их реанимации.

В заключение уместно сформулировать важный практический вывод: *нельзя проектировать разработку месторождений, осложненных СГС, на основе геологической модели, построенной по данным сейсморазведки 2D и бурения. Потери от неверных технологических решений, реализованных на такой геологической основе кратно превышают затраты на проведение сейсморазведки 3D.* Как следствие из этого вытекает не менее важный вывод, касающийся стадийности ГРП и тематических работ: *работам по проектированию разработки месторождений, осложненных сдвиговыми деформациями, в обязательном порядке должны предшествовать сейсмические работы 3D и работы по построению 3-х мерных геологических и гидродинамических моделей на основе анализа трещинных систем и реконструкций НДС горных пород.*

Закключение. Обоснованные нами структурно-деформационные критерии продуктивности скважин [12-14] в совокупности с представлениями о пластово-жильном строении присдвиговых залежей [16], заставляют усомниться в общепринятых пластовых моделях залежей и характере их насыщения. Опыт работ с месторождениями, осложненными СГС, показывает, что принятие пластовой модели и литологического фактора в качестве определяющих геологическую модель строения

залежей оборачивается низкой эффективностью при их эксплуатации. Равномерные сетки и радиально-кустовое бурение в пределах междвиговых ненарушенных блоков приводит к бурению малодебитных скважин и в ряде случаев к консервации эксплуатационных объектов. Причину низкой эффективности освоения месторождений, осложненных СГС, можно наблюдать на примере разработки участков пробной эксплуатации в пределах ненарушенных блоков пластовых моделей (Ярайнерское месторождение, залежь Ю₁), которые, как мы теперь знаем [12-14] связаны с деформационными условиями внутриблокового сжатия, с низкими значениями нефтенасыщенности пластов и продуктивности скважин.

Для низкопроницаемых коллекторов порового типа и коллекторов порово-трещинного типа решением является предложенная модель пластово-жильного насыщения залежей, сформированных сдвиговыми деформациями, и активный переход на разбуривание присдвиговых зон на ширину динамического влияния сдвигов (2-4 км) в соответствии со структурно-деформационными критериями продуктивности скважин [12-14]. Применение форсированных режимов, внутрипластового заводнения и ГРП в скважинах, расположенных в зонах динамического влияния сдвигов категорически показано. При планировании бурения скважин в пределах месторождений, осложненных СГС, нужно выполнение целого ряда условий, изложенных в работе [9-10, 15] в виде примеров рекомендаций по проектированию скважин для поровых и порово-трещинных коллекторов.

Удовлетворительное совпадение технологических параметров, таких как дебит нефти и обводненность продукции за весь период разработки Тарасовского месторождения, рассчитанных по геолого-гидродинамическим моделям, с фактическими показателями разработки позволили сделать выводы о качественной адаптации моделей разрабатываемых залежей и соответствии их реальным данным [1, 5]. Таким образом, считается, что созданные геолого-гидродинамические модели учитывают основные геолого-физические и технологические факторы и с необходимой точностью описывают реальные гидродинамические процессы, происходящие в пластах месторождений Тарасовской группы. В связи с этим они могут быть использованы как для анализа текущего состояния и выработки запасов, так и для расчета прогнозных показателей.

Выводы обнадеживают, но не убеждают. Чего, например, стоят результаты адаптации, если геолого-гидродинамические модели, соответствие которых реальным данным признано удовлетворительным, не могут удовлетворить, в соответствии с новыми знаниями о строении месторождения, ни одного специалиста геолога. Или чего стоят геолого-гидродинамические модели, которые с необходимой (правильнее говорить с заданной) точностью описывают якобы реальные гидродинамические процессы, происходящие в пластах, если описываются изначально не реальные процессы, основанные на нереальной геологии. Все основано на играх в цифры в ущерб геологии. Геолого-гидродинамические модели и все основанные на них вычисления и прогнозы, без реальной (как часто выражаются авторы Дополнений) геологии - красивая игрушка в руках взрослых детей. Польза от нее как от пустышки - имитация полная, но голод не утоляет.

Опыт разработки месторождений Тарасовской группы, выраженный в текущем КИНе, и многочисленные примеры других месторождений с аналогичной печальной историей освоения, сводят на нет весь оптимизм относительно самой системы проектирования разработки и стратегии освоения ресурсного потенциала Западной Сибири. Перефразируя «классика», утверждавшего «кадры решают все», признаем, что в нашем случае все решают геологи (техника и технологии лишь инструмент в руках «всевидающего» геолога). Скальпель в руках хирурга, не знающего анатомию пациента, не лечит, а убивает. Пришло время осознать эти простые истины и вернуться назад, к основам. Геология - фундамент, на котором выстроено все здание поисков, разведки и разработки месторождений и от того, насколько он прочный, зависит устойчивость всей конструкции здания геологоразведки.

Литература

1. Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Усть-Харампурского месторождения. РН-УфаНИПИнефть, Уфа, 2009.
2. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири - Геология нефти и газа, 2007, №3 с.3-11.
3. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Учет результатов анализа трещинных систем и реконструкций напряженно-деформированного состояния горных пород при разработке месторождений Западной Сибири, осложненных структурами горизонтального сдвига. - Вестник ЦКР Роснедра, №3, 2009, с.4-11.
4. Дополнительная записка к отчету «Мониторинг геолого-гидродинамической модели Тарасовского месторождения». ЦГЭ, 2005.

5. Дополнение к технологической схеме разработки Тарасовского нефтегазоконденсатного месторождения. РН-УфаНИПИнефть, Уфа, 2008.
6. Создание геологической и гидрогеологической модели Тарасовского месторождения (объекты БП10-11, БП14). // Гаркавенко В.Ю., Тарасенко И.Ж., Шахов П.А. М.: Ойл-Геоцентр, 2004.
7. Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов на основе реконструкций напряженно-деформированного состояния земной коры по результатам интерпретации сейсморазведки 3D. - Сборник докладов конференции к 75 летию ВНИГРИ «ТЭК России – основа процветания страны», СПб, ВНИГРИ, 2004, с.128-139.
8. Тимурзиев А.И. Реконструкции напряженно-деформированного состояния земной коры для прогнозирования фильтрационной неоднородности коллекторов (на примере Еты-Пуровского месторождения) – Доклад на научно-практической конференции «Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции», посвященной 60-летию образования Тюменской области, Тюмень, ЗапСибНИИГГ, 2004, с.292-297.
9. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Новейшая сдвиговая тектоника Западной Сибири и вопросы проектирования разработки месторождений нефти и газа. – Доклады I международной научно-практической конференции «Мировые ресурсы и запасы газа, и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2007). М., ВНИИГАЗ, Секция С13, с.1-16.
10. 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.
11. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью) – Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. М., МГУ, 2009. 40 с.
12. Тимурзиев А.И. Структурно-тектонические условия, контролирующие продуктивность скважин на месторождениях Западной Сибири, осложненных сдвигами. - Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. 2010. № 8, с.20-33.
13. Тимурзиев А.И. Особенности контроля продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири, осложненных структурами горизонтального сдвига. – Нефтяное хозяйство, 2010, №10, с.76-80.
14. Тимурзиев А.И. Структурно-деформационные условия продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири, осложненных сдвиговыми деформациями. – Вестник ЦКР Роснедра, №5, 2010, с.47-59.
15. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Новейшая сдвиговая тектоника Западной Сибири и вопросы проектирования разработки месторождений нефти и газа. - Материалы XV Координационного совещания ОАО «ГАЗПРОМ». М.: ООО «Газпром экспо», 2010, с. 40-52.
16. Тимурзиев А.И. Геомеханические условия деформации в зонах сдвига: к обоснованию структурных признаков растяжения и проницаемости горных пород. – Вестник ЦКР Роснедра, №1, 2011, с.7-28.
17. Тимурзиев А.И., Ластовецкий В.П. Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния горных пород в пределах структур горизонтального сдвига с целью оптимального размещения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. – Геофизика, 2011, №2, с.47-56.
18. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника Тарасовской площади - методы и результаты структурно-кинематической и тектонофизической интерпретации сейсморазведки 3D. - Горные ведомости, 2011, № 5(84), с. 44-86.

Опубликовано: Вестник ЦКР, №1, 2012.