

БЛОКОВАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ – ОСНОВА МОДЕЛИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

М.П. Юрова
ИПНГ РАН, e-mail: mpyurova@mail.ru

Моделирование причинно-следственных связей экзогенных и эндогенных процессов на нефтегазовых месторождениях, проведенное различными авторами [1, 2], убедительно свидетельствует об определенной зависимости технического состояния объекта от аномальной геодинамики, которую необходимо учитывать на предпроектной стадии объекта. Выделение потенциально опасных участков для окружающей среды можно осуществить сопоставлением различных материалов: аэрокосмической съемки, геолого-геофизических, картографических и других работ на сложных участках (не только на земной поверхности, но и в геологическом разрезе).

Салымское, Усть-Балыкское и Федоровское месторождения, помимо приуроченности их к Аганскому палеорифту, располагаются в узлах пересечения разломов, осложняющих рифтовую зону, с местами пересечения разломов других простираний, преимущественно субмеридионального и северо-западного направлений (рис. 1). Подобное сочетание разломов не могло не отразиться на многих геолого-промысловых показателях и особенностях разработки этих месторождений.

Существующие представления о формировании геологических структур базируются в большей степени на пликативных физико-геологических моделях, не учитывающих геодинамические процессы, формирующие анизотропию свойств среды и проявляющиеся в пределах тектонических подвижек отдельных блоков. Как правило, эти мобильные зоны характеризуются значительной раздробленностью пород, зеркалами скольжения, распространением трещиноватости как на макро-, так и на микроуровне. Процесс выработки запасов из продуктивных пластов в геодинамически активных зонах связан с изменением физического состояния пласта. В этих зонах отмечается повышенная проницаемость, некомпенсированное падение пластового давления, рост обводненности продукции и т. д. Большую роль в вертикальной миграции флюидов в динамически активных зонах играет тектоносейсмический фактор, который скачкообразно и многократно ускоряет миграцию и аккумуляцию углеводородов.

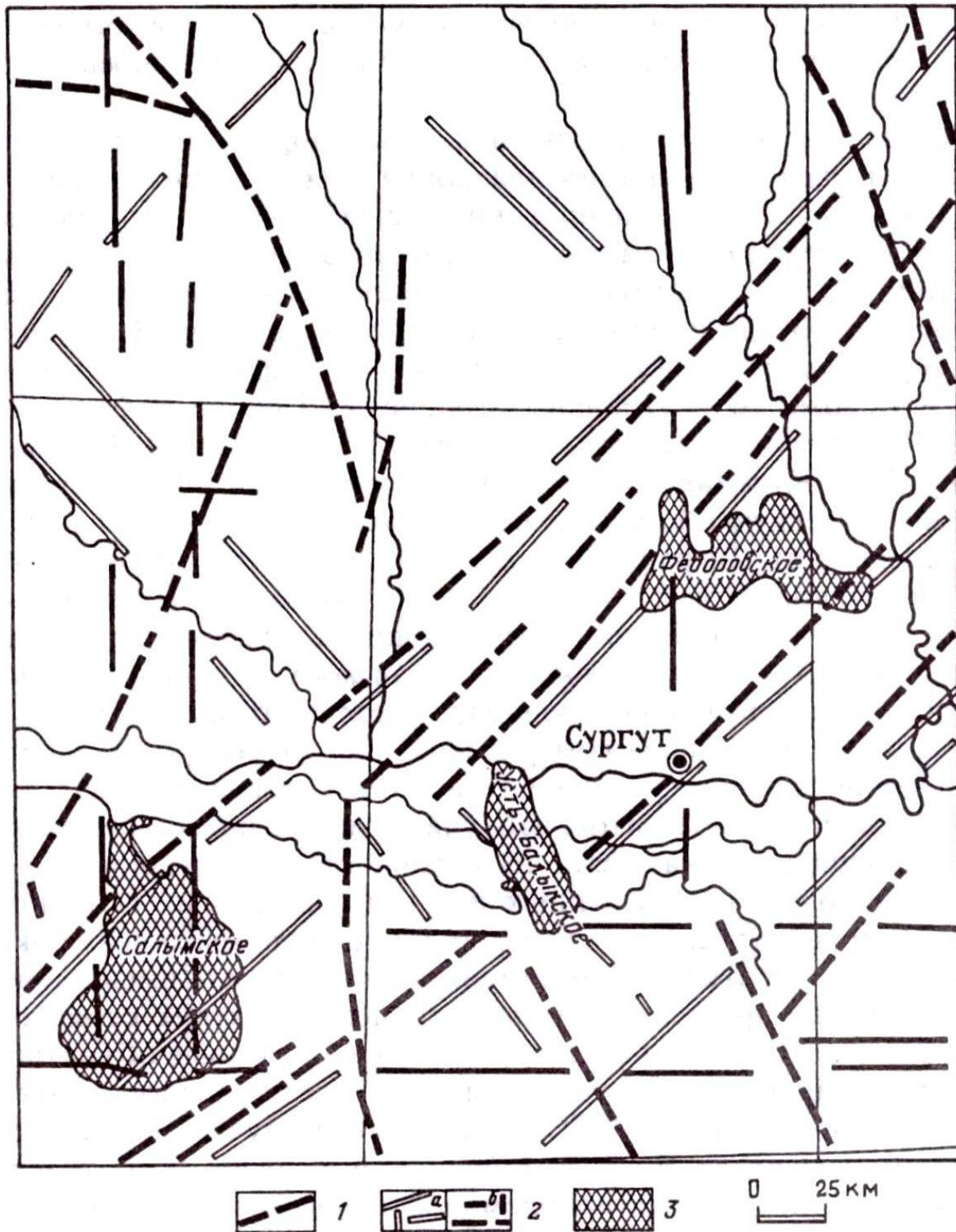


Рис. 1. Схема сопоставления разломов фундамента с зонами линеаментов

Условные обозначения: 1 – разломы фундамента (по данным В.С. Суркова и др., 1983 г.);
 2 – линеаменты (по данным В.В. Кравцова, 2000 г.) диагональной (а) и ортогональной (б) систем; 3 – контуры месторождений

Блоковая модель строения геологической среды, учитывающая геодинамику, позволяет по-новому систематизировать фактические данные для установления взаимосвязей между природными и техногенными факторами. Особенно важен такой подход при проектировании разработки нефтегазовых месторождений, учитывающий зоны трещиноватости при выборе систем размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин.

В региональной структуре фундамента Федоровское месторождение располагается над осевой частью Аганской рифтовой зоны в пределах центральной части протяженного горстообразного поднятия, ограниченного разломами северо-восточного простирания. В осадочном чехле приразломные зоны проявляются в виде пологонаклонных ступеней, осложненных системой кулисообразных флексур согласного простирания. Палеоанализ отложений неокомского комплекса, к которому принадлежит основная часть эксплуатируемых залежей как в регионе в целом, так и на Федоровском месторождении, показывает, что осадконакопление происходило в условиях пологой дельтовой платформы, имеющей уклон в западном и северо-западном направлениях. Важно отметить, что древнее положение речной долины практически совпадает с современным. Таким образом, становится ясной определяющая роль диагонального структурного плана в унаследованном развитии данной территории, тесно связанной с геодинамической активностью Аганской рифтовой зоны [2].

Геолого-промысловый анализ распределения залежей углеводородов в продуктивном разрезе Федоровского месторождения выявил следующие особенности [3]. Все залежи УВ расположены в плане концентрично. Максимальную площадь нефтеносности занимает залежь нижнего пласта ЮС2 с минимальными запасами нефти. Внутри контура пласта ЮС2 находятся контуры нефтеносности пластов БС11, БС10, БС2 и БС1 (Моховая площадь), см. рис. 2. Причем максимально приближена по площади к пласту ЮС2 залежь углеводородов основного продуктивного пласта БС10 (87% запасов пачки «Б»). Можно предположить, что заполнение продуктивного разреза происходило в несколько этапов. Первый этап был связан с очередной перестройкой фундамента в послейорское время с образованием залежи углеводородов ЮС2. В дальнейшем нефтяная залежь ЮС2 была расформирована за счет вертикальных перетоков УВ по трещинам в уже сформировавшиеся породы вартовской свиты. И такое заполнение могло происходить несколько раз, вплоть до новейшего времени, о чем свидетельствуют

нефтегазопроявления в верхних (надмеловых) горизонтах. Наличие вертикальной связи подтверждается значительной трещиноватостью, раздробленностью, следами притертости в керне [3].

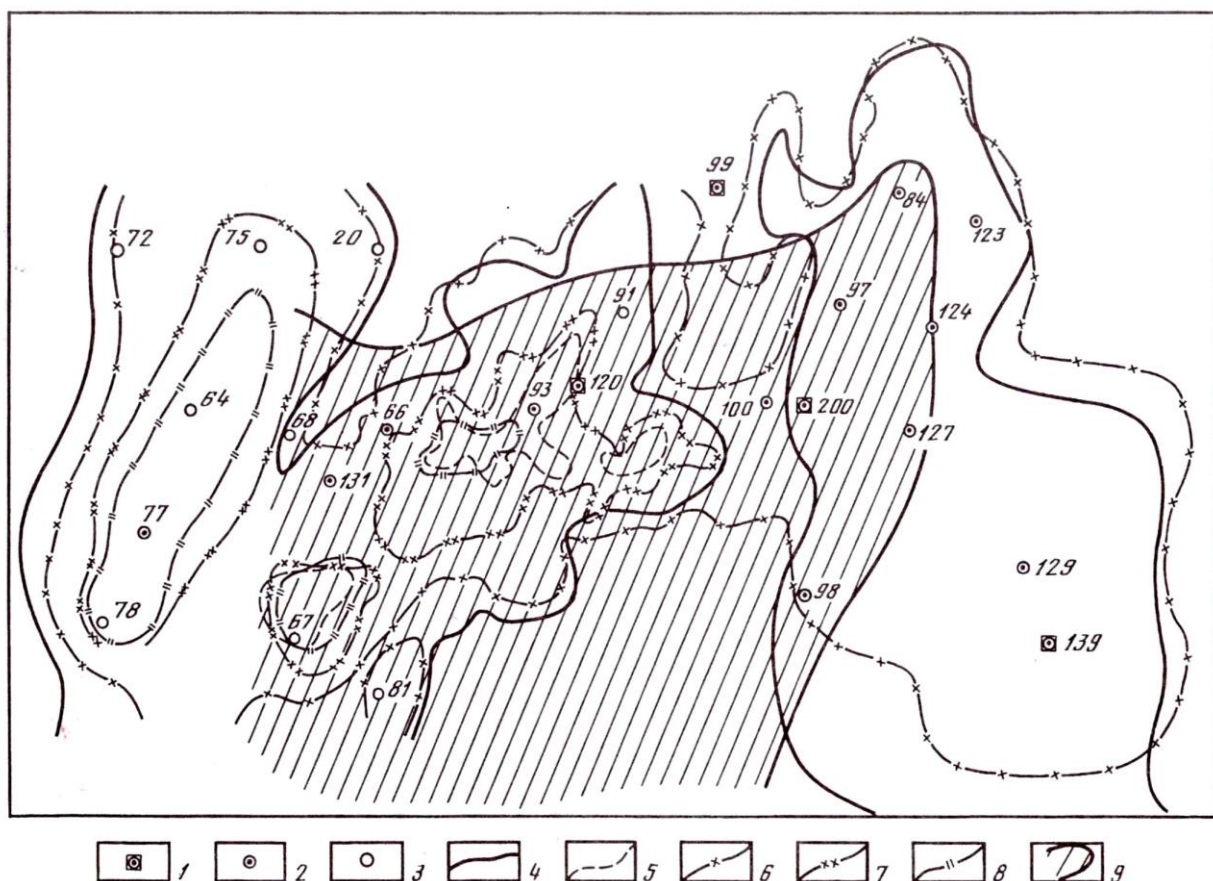


Рис. 2. Схема распространения повышенной трещиноватости пласта БС10 Федоровского нефтегазового месторождения

Условные обозначения: 1 – скважины, эталонные при расчленении пласта БС10; 2 – скважины, участвующие при выделении трещиноватой зоны пласта БС10; 3 – разведочные скважины на пласт БС10; 4 – контур нефтеносности пласта ЮС2; 5 – контур нефтеносности пласта БС11; 6 – контур нефтеносности пласта БС10; 7 – контур нефтеносности пласта БС1; 8 – контур нефтеносности пласта БС2; 9 – зона трещиноватости пласта БС10

Продуктивный объект БС10 разрабатывается с поддержанием пластового давления методом заводнения, причем максимальная обводненность продукции отмечается в пределах центральной части месторождения – на Моховой площади. Литологически пласт представлен граувакково-полевошпатово-кварцевым составом с прослоями биотита. Пласт БС10 включает две пачки песчаных пород. Верхняя пачка более крупнозернистая, содержание слюд 2–4%, цемент глинистый или глинисто-карбонатный. Низы продук-

тивной пачки сложены мелкозернистыми песчаниками местами трещиноватыми, часто известковистыми, со значительным содержанием слюды (в два раза больше, чем в верхней пачке). Аргиллиты часто разбиты трещинами. В цементирующей части преобладают карбонаты. Псаммитовые разности представлены гранулярным типом коллектора со средней открытой пористостью 22–26%, проницаемостью $(100–771) \cdot 10^3$ мкм². При подсчете запасов коллекторы относились к поровому типу. Для пласта характерно непостоянство мощности и литологического состава слагающих его пород. Образование пласта происходило, вероятно, во время формирования одного из бассейновых (морских) ритмов, которые широко развиты в валанжинских отложениях Среднего Приобья. Пространственное размещение пластовых тел и их фациальные особенности зависят от палеогидродинамических условий среды седиментации. Для установления условий формирования пластовых тел и реконструкции динамики среды осадконакопления на Федоровском месторождении был рассмотрен характер распределения гранулометрических параметров по площади [3].

Результаты палеогидродинамического анализа обстановки седиментации пласта БС10 позволили сопоставить зоны различной палеоэнергоактивности с современным структурным планом территории и современными геодинамическими зонами. Это сопоставление показало, что палеопассивные зоны в современном структурном плане являются энергоактивными, о чем свидетельствует существование ослабленной зоны в пределах всего продуктивного разреза. В пределах Федоровского месторождения отмечаются две региональные геодинамические зоны субрегионального направления. С учетом геодинамических направлений на Моховой площади были выбраны эталонные скважины, в которых с целью выделения трещиноватых зон в разрезе продуктивного пласта БС10 проведена классификация разреза по программе КОБО и последующая интерпретация результатов. Было установлено, что в пределах наиболее обводненной зоны (Моховая площадь) в районе скв.120 и южнее (скв.93, 66, 131, 98) выделяется зона максимальных мощностей трещиноватых карбонатных пластов – современная геодинамически ослабленная зона (см. рис. 2).

Наличие карбонатного материала во всех выделенных литологических разностях предполагает образование микротрещин в породе даже при незначительных тектонических подвижках. Подтверждением тектонической активности также являются многочисленные зеркала скольжения и прослой слюды в керне. В процессе заводнения

происходит дальнейшее увеличение трещинной емкости за счет вымывания легкорастворимых солей из цемента породы. Коллектор из порового превращается в трещинно-поровый. Зона увеличенных мощностей плотных пород (ослабленная зона) совпадает с зоной повышенной проницаемости и нефтенасыщенности, что говорит о том, что именно эта зона будет в первую очередь реагировать на изменение динамического равновесия в пласте при его разработке, а через эту зону возможна трансляция этих нарушений в ниже- (пласт БС11) и выше- (пласты БС2 и БС1) залегающие пласты. Такое предположение выдвигается нами в связи с тем, что ослабленная зона в плане совпадает с контурами нефтеносности этих пластов (см. рис. 2). Кроме того, блоковое строение залежи подтверждается характером распределения проницаемости и гидропроводности в пределах ослабленной зоны. Блоковое строение верхней части продуктивного разреза (группа «А»), залегающего выше, подтверждено коллективом авторов во главе с Л.Л. Трусовым («ЗапСибнефтегеофизика») еще в 1987 г. В пределах регионального геофизического профиля, проходящего в южной части Федоровского месторождения (в том числе и через юг Моховой площади), был изучен геологический разрез пластов АС4–АС9. Анализ всего объема геологических материалов позволяет утверждать, что на распределение залежей нефти и газа на Федоровском месторождении наряду с седиментационным фактором существенное влияние оказывает и тектонический фактор. Таким образом, блоковый вариант строения продуктивных пластов группы «А» Федоровского месторождения подтверждает ранее высказанное предположение о присутствии тектонических элементов в виде микро- и макротрещиноватости в пластах группы «Б», что возможно в случае принятия альтернативной блоковой модели всего продуктивного разреза Федоровского месторождения.

Методические основы геодинамического моделирования в настоящее время разработаны еще недостаточно. В основу предлагаемого комплексирования положены системные аэрокосмические методы, которые позволяют перейти «от общего к частному», т. е. от обзорно-региональных к региональным и детальным работам [1, 2].

Результаты структурного дешифрирования материалов аэрокосмических съемок с целью установления предполагаемых границ блоков путем анализа сети линеаментов обеспечивают необходимую информацию на всех этапах и стадиях освоения месторождения. Это значительно повышает эффективность и целенаправленность геолого-геофизических работ, позволяет более рационально распределять и

концентрировать их объемы, обеспечивая тем самым получение более объективных характеристик состояния природной среды, прежде всего фоновых. Наличие трещинных, трещинно-поровых и порово-трещинных коллекторов на Федоровском и других месторождениях Западной Сибири образует единые гидродинамические системы, содержащие углеводороды в трещинной и поровой средах. Основные извлекаемые запасы сосредоточены в трещинной емкости и вырабатываются в первую очередь. После их извлечения дренируются низкопроницаемые поровые коллекторы. Превалирующая раскрытость вертикальных трещин способствует межпластовым перетокам флюидов и загрязнению геосреды. Недоучет геодинамического фактора приводит к созданию неадекватных физико-геологических моделей среды, нерациональному проектированию их разработки (размещение добывающих и нагнетательных скважин, высокая обводненность продукции, снижение нефтеотдачи) и нарушению экологического состояния недр.

Таким образом, создание блоковой модели должно быть связано с этапами освоения месторождения, на каждом из которых по мере поступления новой информации уточняется модель геологического строения. Сопряженно с этим детализируются и схемы структурного дешифрирования, которые используются для выделения тектонических блоков все более крупного масштаба. Промысловые работы должны предусматривать проведение гидродинамических исследований как в пределах залежи, так и вне ее для выяснения степени изолированности отдельных участков залежи, их связи между собой и с законтурной зоной. Разведочный этап получения информации по блоковой модели должен предусматривать более широкий спектр показателей, чем тот, что предусмотрен в разведочных скважинах. Речь идет о влиянии тектоники не только в продуктивной части, но и по всему разрезу. При этом различные положения ВНК и ГНК могут свидетельствовать о разобщенности блоков. Промыслово-геофизический комплекс в разведочных скважинах должен включать помимо стандартного и акустические методы, позволяющие выделять в разрезе трещиноватые интервалы. В последнее время изучаются возможности использования экспресс-процедур обработки временных сейсмических разрезов для прогноза субвертикальных трещиноватых зон в осадочной толще [4]. Специфика изменения состояния геологической среды под влиянием добычи нефти и газа определяет необходимость учета всех возможных факторов, влияющих на эффективность и адекватность решений при проектировании систем разработки с целью рационального

использования недр и сохранения геоэкологии. Блоковая модель строения продуктивного объекта позволяет учитывать анизотропию среды, связанную с геодинамическими процессами, происходящими при формировании структуры. В отличие от пликативной модели блоковые позволяют выделять межблоковые трещиноватые участки и корректировать системы расположения эксплуатационных и нагнетательных скважин не только при проектировании, но и в процессе эксплуатации.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гридин В.И., Дмитриевский А.Н.* Системно-аэрокосмическое изучение нефтегазоносных территорий. М.: Наука, 1994, 287 с.
2. *Кравцов В.В., Никонов А.И., Юрова М.П.* Геодинамические аспекты оценок воздействия на окружающую среду и экологического мониторинга нефтегазовых объектов // *Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности*: Сб. ст. М.: Наука, 2000. С. 350–358.
3. *Юрова М.П., Томилова Н.Н.* Литолого-геофизическая модель пласта БС-10 Федоровского нефтяного месторождения // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. М.: ВНИИОЭНГ, 1997. № 3. С. 46–55.
4. *Попов И.П.* Особенности разработки многопластовых месторождений Западной Сибири // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. № 2. С. 30–33.