

ОСОБЕННОСТИ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ СРЕДЫ С ПОЗИЦИИ НЕЛИНЕЙНОЙ ГЕОДИНАМИКИ

Э.Р. Казанкова¹, Н.В. Корнилова¹, Р.М. Судо²

1 – ИПНГ РАН, 2 – ООО «ГеоТехМониторинг», e-mail: kazankova@ipng.ru

Планета Земля – постоянно развивающаяся природная система с геологически активными зонами земной коры, в которых происходят сложные геологические процессы, сопровождающиеся изменением геофизических (гравитационных, магнитных, электрических, электромагнитных, инфразвуковых и др.), геохимических (выделение повышенных количеств растворов и газов, таких, в частности, как радон, гелий, двуокись углерода и др., нередко со значительным содержанием тяжелых металлов и их летучих, в том числе металлоорганических соединений, диссипация ионов металлов и их соединений и др.), энергетических (динамических, тепловых, ионных, микролептонных и др.) полей. Экстремальным выражением энергетических полей являются подвижки земной коры, в том числе землетрясения различной силы.

Развиваемая в современной геологии иерархическая уровенно-организационная концепция, в основу которой были положены идеи о состоянии и симметрии пространства естественных тел и их парагенезисе А. Брейтгаупта, В.И. Вернадского, Ю.А. Косыгина, П. Кюри, Б.Л. Личкова, Н.П. Хераскова, Н.С. Шатского, А.Л. Яншина, вполне корреспондирует с гомологичными теоретическими построениями в физике (Л. де Бройль, П. Вижье) и в биологии (Л. фон Берталанфи).

Системный подход способствует разрешению проблемы генерализации информации в геолого-геофизических исследованиях, проводимых в различных масштабах. В термине «генерализация» совмещено, по крайней мере, три простых понятия: а) иерархия объекта и его таксономическая принадлежность в пределах принятого в исследовании уровня, б) нелинейность взаимодействия объектов разных уровней, в) фрактальность изображений разноуровневых объектов на картах (или иных носителях) разных масштабов (Драгунов В.И., 1996 г.).

С позиций системного подхода для уточнения структурной модели Земли и большего приближения ее к реальности могут быть использованы альтернативные подходы, менее дорогостоящие, чем геофизические. В качестве такого альтернативного подхода нами использованы концепция структур центрального типа и основывающаяся

на ней методика структурно-геометрических построений. Бинальная структура прослеживается на всех иерархических уровнях полей напряжений (Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В., Судо Р.М., 2002 г.)

В основе наших исследований лежит принципиально новая методология геодинамической интерпретации имеющейся информации, основанная на использовании механизма взаимосвязи и соподчинения напряженно-деформированного состояния литосферы, движения блоков земной коры и миграции флюидов.

Закономерности, установленные для ранее изученных объектов, не являются уникальными особенностями только этих конкретных структур. Таким образом, не только морфология, но и степень заполнения пространства практически идентичны для современных и глубинных комплексов, что говорит о когерентности процессов самоорганизации в необычайно широком интервале масштабов, от минерального зерна до литосферы в целом.

Это объясняется тем, что напряженное состояние земной коры представляет один из ведущих факторов, определяющих характер тектонических, сейсмических, магматических, метаморфических, гидрогеохимических процессов и широкого спектра связанных с ними явлений.

Под полем напряжений в данной работе понимается квазистационарная составляющая суммарного поля сил разной природы, действующих в геологической среде, или, другими словами, пространственно-организованная совокупность всех сосредоточенных в данной точке природных механических, физико-химических, термодинамических и других процессов, обобщенно отражающая динамику всех физических полей и излучений, определяющих динамическую структуру Земли в данной точке с некоторой степенью адекватности. Она образует неразрывную систему полей напряжений разных рангов, взаимосвязанных в определенных объемах геологической среды (Казанкова Э.Р., 1997 г.).

Эти поля имеют природу, связанную с кручением пространства, и представляют собой единое фрактальное семейство, повторяющее свою геометрию на различных масштабных уровнях. Таким образом, в трехмерном пространстве создается универсальная безразмерная сеть напряжений, которая является опорой, силовым (энергетическим) каркасом, связью на масштабах любых расстояний.

Геодинамические процессы имеют ряд общих признаков, связанных с особенностями строения литосферы, инициирования и механизма протекания. Изучение напряженного состояния и деформаций земной коры и закономерностей их изменения в зависимости от действия различных физических, тектонических факторов является областью, в которой пересекаются интересы разработки нефтяных и газовых месторождений в условиях резкого изменения пластового давления и температуры, минерализации, химического состава подземных вод, флюидонасыщенности коллекторов.

В условиях действия поля напряжений происходит изменение массы флюидов, заполняющих порово-трещинное пространство, что приводит к изменению плотности пород, значительная часть насыщающего породу флюида переходит в особое состояние, обусловленное взаимодействием с твердой поверхностью, которое принципиально отличается от состояния флюида в свободном объеме при этих же термобарических условиях. Явления и процессы, имеющие место в плотных коллекторах и обычно обобщенно называемые процессами сорбции-десорбции, – весьма тонкие и разнообразные по своему проявлению. В зависимости от состава флюида, насыщающего коллектор, термобарических условий и типа коллектора будут иметь место, наряду с капиллярной конденсацией, фазовые переходы и явления, возможные только в пористых средах: фазовые переходы смачивания, послойная кристаллизация (например, если флюид содержит парафины), критическая адсорбция.

Системный анализ полей напряжений разных рангов показывает их тесную связь с тектоническими движениями соответствующего масштабного уровня, с условиями, в которых они протекают, и интегральными свойствами деформируемых объемов литосферы. В структуре горных пород, по всей видимости, в разномасштабных полях напряжений проявляется региональная изменчивость геологических отложений, отмечаются неоднородности породного массива в пределах одной формации, пачки, слоя горной породы.

Геодинамические эффекты могут быть кратко-, средне- и долгосрочными, обусловленными природными и техногенными процессами. Используя эти эффекты как диагностический признак многих геодинамических явлений, можно объяснить: условия формирования геологических структур, периодически испытывающих деформации сжатия-растяжения разной амплитуды и частоты; ортогональные и диагональные системы разломов; участки с дифференцированными вертикальными движениями земной коры.

Новые представления о пространственно-временном распределении геодинамического состояния геолого-геофизической среды в полях напряжений позволяют установить и обосновать формирование участков, благоприятных для размещения структурно-геодинамических ловушек, прогнозировать флюидный режим нефтегазовых залежей.

Объекты нефтяной и газовой промышленности представляют собой природно-технические системы, характеризующиеся тесной взаимозависимостью с активной, нелинейной и изменчивой во времени геолого-геофизической средой.

Как известно, при разработке месторождений углеводородного сырья происходит существенное изменение насыщенности пород-коллекторов, многократное изменение пластового давления во времени и в пространстве.

Время разработки гигантских и уникальных нефтяных месторождений – время так называемой «легкой нефти» – в России безвозвратно прошло. В настоящее время восполнение запасов нефти, как на уровне страны, так и на уровне отдельных недропользователей, возможно в основном за счет средних и мелких по запасам нефтяных месторождений с извлекаемыми запасами менее 30 миллионов тонн.

Запасы этих нефтяных месторождений, как правило, относятся к категории трудноизвлекаемых, поэтому их разработка до недавнего времени считалась нерентабельной. Сложности извлечения нефти таких месторождений определяются не столько их небольшими запасами, сколько сложностью строения, особенностями насыщения разреза, типом залежей.

Большое значение для повышения эффективности разведки и разработки средних и мелких нефтяных месторождений со сложным строением имеет изучение их флюидодинамических особенностей.

В этой связи целесообразно рассмотреть особенности флюидодинамического состояния геолого-геофизической среды с позиций нелинейной геодинамики.

В настоящее время наметилась тенденция выхода нефтяных компаний за пределы традиционных нефтедобывающих районов. Даже в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в которой сосредоточено порядка 70% общероссийского объема текущих разведанных запасов нефти, происходит активизация деятельности нефтедобывающих компаний на относительно немногочисленных средних и мелких нефтяных

месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа, то есть в пределах преимущественно газоносных областей.

В административном отношении изучаемая территория расположена в пределах северной части Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) и южной части Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). В его пределах расположены города Когалым, Покачи, Лангепас, Надым, Ноябрьск, Белоярский (рис.1).



Рис. 1. Обзорная карта района работ

В орографическом отношении изучаемый район представляет собой пологую озерно-аккумулятивную равнину с абсолютными отметками поверхности земли от 0 до 150 м. В пределах изучаемого района расположены Сибирские Увалы, которые являются крупнейшим водоразделом широтного простирания между реками, стекающими на юг – в реку Обь и на север – в Карское море.

В геологическом строении рассматриваемой территории принимают участие докембрийские, палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. Залежи нефти связаны с меловыми, юрскими отложениями, а также с отложениями коры выветривания фундамента.

Стратиграфическое расчленение разреза докембрийских и палеозойских пород фундамента и переходного комплекса затруднено, в связи с тем что скважины в

подавляющем большинстве вскрывают метаморфические или изверженные породы, лишенные палеонтологических остатков. Возрастная датировка этих образований представляет собой сложную задачу, поскольку возможна только на основании изучения органических остатков и абсолютно возрастных исследований.

Образования этого возраста часто объединяются под общим термином «доюрское основание», так как до конца не ясно, представляют ли триасовые отложения нижние горизонты платформенного чехла плиты или относятся к ее переходному комплексу. Изучение материалов по стратиграфии центральной части Западной Сибири показывает, что различные интервалы разреза характеризуются различным литологическим составом; неоднородность отложений, их плотность, тип цемента также существенно различаются по разрезу.

Проведенное стратиграфическое расчленение центральной части Западной Сибири, анализ геолого-палеоландшафтных построений, характера осадконакопления, литологического строения разновозрастных толщ четко показывают, что изучаемый интервал геологического разреза района работ представлен песчано-глинистыми отложениями преимущественно морского и прибрежно-морского генезиса. В разрезе района исследований выделяются чередующиеся разноранговые образования (свиты, подсвиты, пачки) с принципиально различными фильтрационно-емкостными свойствами – водоупорные толщи и водоносные пласты. Неокомские отложения в региональном плане характеризуются сложным клиноформным строением, литолого-фациальной неоднородностью как в плане, так и в разрезе. В центральной части Западной Сибири происходит региональная глинизация песчаных пластов в направлении с востока на запад.

В пределах приподнятых частей структур мощности отложений одновозрастных свит уменьшаются, а в пределах погруженных – возрастают. В пределах приподнятых частей структур экранирующие свойства глинистых пачек ухудшаются, что в разных случаях для отложений разного возраста может быть связано с развитием складчатой трещиноватости, более сильным влиянием палеоэрозионных процессов, более активным проявлением дизъюнктивных нарушений, изменением гранулометрического и минералогического состава глинистых отложений.

В основу современных представлений о тектоническом строении Западно-Сибирской плиты легли результаты большого объема буровых работ и геофизических

исследований, проводившихся, главным образом, в пределах нефтяных и газовых месторождений.

В тектоническом строении центральной части Западной Сибири принимают участие три структурно-тектонических этажа: дислоцированный складчатый фундамент; промежуточный комплекс; мезозойско-кайнозойский плитный комплекс чехла.

Большинство исследователей считает, что структурные зоны, обрамляющие Западно-Сибирскую плиту, постепенно погружаются под ее мезозойско-кайнозойский платформенный чехол и прослеживаются под ним на большие расстояния, образуя гетерогенный фундамент плиты (Конторович А.Э. и др., 1975 г.; Криночкин В.Г., 1987 г.). В соответствии со схемой тектонического районирования фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления (Конторович А.Э. и др., 1975 г.), участок работ находится в области позднегерцинской Центрально-Западносибирской складчатой системы (Н₂), то есть в пределах рассматриваемой территории фундамент консолидировался в герцинский цикл тектогенеза.

К фундаменту Западно-Сибирской плиты относят (Девятов В.П. и др., 1995 г.; Милановский Е.Е., 1996 г.) весь структурный комплекс пород позднепалеозойского (каменноугольного и в исключительных случаях позднепермского) и более древнего возраста, подстилающий отложения переходного комплекса. Верхняя граница фундамента проходит по подошве триасовых, иногда пермо-триасовых и даже нижнеюрских образований. В целом по площади Западно-Сибирской плиты складчатый фундамент из-за большой мощности чехла (до 5–10 км) слабо изучен бурением.

По существующим представлениям (Бочкарев В.С., 1987 г.; Девятов В.П. и др., 1995 г.; Конторович А.Э. и др., 1975 г.; Нестеров И.И. и др., 1987 г.), фундамент представлен геосинклинальными, глубоко метаморфизованными и осадочными, сильно дислоцированными породами, прорванными интрузивными образованиями различного состава и возраста. В целом геофизическими исследованиями доказана разделенная глубинными разломами блоковая структура фундамента.

В.В. Шелеповым (2000 г.) показано, что структурный план фундамента района работ относительно прост. Фундамент характеризуется чередованием валообразных поднятий и впадин с углами наклона крыльев до 15–20° и наличием изометричных куполовидных форм, осложняющих наиболее крупные впадины. Структуры фундамента, являясь складчатыми образованиями, как правило, плавно сочленяются между собой, что

позволяет предполагать отсутствие крупных относительных смещений блоков фундамента по тектоническим нарушениям.

Промежуточный комплекс, приуроченный к многочисленным субмеридиональным грабенам и образующий чехол древних массивов, с угловым несогласием в подошве залегает на фундаменте. Во впадинах и прогибах фундамента промежуточный комплекс подчеркивает их морфологию и «подклинивается» к подошве отложений платформенного чехла в приподнятых участках рельефа фундамента. Часто отложения фундамента и переходного комплекса объединяются под общим термином «доюрское основание».

Промежуточный комплекс формировался в течение тафрогенного или рифтогенного этапа, разделявшего геосинклинальный и постгеосинклинальный мегаэтапы развития Западно-Сибирской плиты. Согласно существующим представлениям (Девятов В.П., Григорьев Н.В., Гурари Ф.Г., 1995 г.), переходный этап относится к поздней перми (татарский век) – среднему триасу (анизийский век).

В структуре мезозойско-кайнозойского плитного комплекса чехла Западно-Сибирская плита представляет собой огромную плоскую впадину (мегасинеклизу).

Согласно карте тектонического районирования мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты (Конторович А.Э. и др., 1975 г; Нестеров И.И. и др., 1987 г.) район исследований расположен в пределах крупной надпорядковой тектонической зоны – удлиненной в долготном направлении Хантейской антеклизы, включающей в себя ряд тектонических элементов I порядка. Основными структурными элементами I порядка в пределах района работ являются разделенные крупным Ярсомовским мегапрогибом Сургутский и Нижневартовский своды, переходящие в северном направлении в Северо-Сургутскую и Северо-Нижневартовскую моноклинали соответственно.

Минимальные глубины залегания пород доюрского основания в пределах района работ составляют: на Сургутском своде – 2900 м, на Нижневартовском своде – 2600 м; максимальные глубины (Ярсомовский мегапрогиб) – 3900 м (Шелепов В.В., 2000 г.).

В пределах крупных тектонических элементов в залегании нижних горизонтов мезозойско-кайнозойского чехла вырисовывается множество более мелких брахиморфных, преимущественно субмеридионально вытянутых поднятий, прогибов, а также флексур и разломов, сформировавшихся в результате длительных блоковых подвижек в фундаменте.

Для большинства мелких структурных форм осадочного чехла установлено их унаследованное развитие от погребенных складчатых структур фундамента (Рыбак В.К., 1982 г.). Ко многим из этих частных положительных структурных форм в чехле приурочены месторождения нефти и газа.

Однако, несмотря на общее унаследованное тектоническое строение, на территории района работ структурный план по кровле баженовской свиты в значительной степени отличается от предыдущего. Это связано с тем, что отложения баженовской свиты в силу специфики своего литологического состава и физических свойств испытали лишь наиболее поздние тектонические дислокации послепюрского времени.

Разрывные нарушения со смещением, имеющие тектоническую природу, наибольшее распространение получили на участках, где фундамент занимает относительно приподнятое положение. Разрывы со смещением, нарушающие сплошность баженовской свиты, в большинстве случаев быстро затухают за ее пределами вверх и вниз по разрезу, сменяясь пластической деформацией пластов. Нередко разрывные нарушения группируются в зоны шириной до 5 км и более, ориентированные независимо от простирания структур более древних структурных этажей (Шелепов В.В., 2000 г.).

В течение долгого времени считалось, что все тектонические нарушения унаследованы от разломов в доюрском основании. Однако результаты обработки данных 3D сейсморазведки (Гогоненков Г.Н. и др., 2002 г.) показали, что существуют целые системы дизъюнктивных дислокаций, не имеющие глубинных «корней». Вверх по разрезу углы наклона крыльев и вертикальная амплитуда мелких структурных форм, как и крупных структур, снижаются, и они постепенно затухают (от 15° – 20° в фундаменте до $0^{\circ}30'$ – $1^{\circ}30'$ в нижних частях чехла и до $0^{\circ}10'$ – $0^{\circ}15'$ в верхних частях чехла и от 70–100 м до 10–20 м соответственно). В структуре палеогена вся центральная часть плиты представляет собой огромную плоскую синеклизу, а неогеновые отложения выполняют сохранившиеся остаточные впадины (Милановский Е.Е., 1996 г.).

Проведение структурных построений, сопоставление структурных планов разновозрастных отложений (от поверхности фундамента и выше), анализ их морфологических особенностей и степени унаследованности тектонических структур на уровнях различных структурных этажей четко показывают, что в тектоническом строении центральной части Западной Сибири принимают участие три структурно-тектонических

этажа, принципиальным образом различающихся литолого-фациальными характеристиками и термобарическими условиями.

Основные прогибы и поднятия фундамента в общих чертах наследуются структурными планами вышележащих горизонтов и с разной степенью уверенности выделяются на всех стратиграфических уровнях. В целом район работ характеризуется унаследованным развитием. Однако на территории района работ структурный план по кровле баженовской свиты в значительной степени отличается от предыдущих (нижележащих). В свою очередь складчатые формы высоких порядков (от нескольких сотен метров до 1–2 км в поперечном сечении) и более крупные структуры различной морфологии, фиксируемые по кровле баженовской свиты, в подавляющем большинстве случаев отражены в значительной части вышележащей толщи.

Развитие дизъюнктивной тектоники оказало существенное влияние на геологическое строение района работ. На исследуемой территории прослежено множество разрывных нарушений, осложняющих строение как доюрского основания, так и платформенного чехла. В настоящее время установлено, что в пределах многих нефтяных месторождений Среднего Приобья нижнемеловые и юрские, а на севере Западной Сибири и верхнемеловые, и кайнозойские нефтегазовоносные пласты характеризуются наличием дизъюнктивных нарушений различного генезиса и амплитуды.

Установлено, что при одних глубинах залегания и схожих типах нефтеводоносных отложений для юрско-меловых отложений центральной части Западной Сибири характерны резко выраженные различия пластовых давлений, минерализации и химического состава подземных вод. В настоящее время предлагаются разные объяснения отмеченных фактов. По мнению ряда авторов, это может быть связано, в частности, с пластово-блоковым строением нефтегазоносных интервалов разреза.

В связи с этим наиболее целесообразно рассмотреть геодинамические и гидрогеологические условия конкретных нефтяных месторождений этой области как участков, по которым имеется основной объем геолого-гидрогеологических данных, полученных в процессе разведки и разработки.

С геодинамических позиций подробно рассмотрены имеющиеся геолого-геофизические, промыслово-геологические и гидрогеологические материалы по Восточно-Перевальному нефтяному месторождению.

Восточно-Перевальное нефтяное месторождение расположено в пределах Сургутского административного района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (см. рис. 1). Ближайшими населенными пунктами являются г. Ноябрьск (180 км) и г. Муравленко (120 км). При определении стратиграфических границ разреза мезозойских отложений за основу взят «сургутский» тип разреза.

В тектоническом отношении, согласно карте тектонического районирования мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы, Восточно-Перевальное месторождение расположено на западе срединной части Северо-Сургутской моноклинали (структуры I порядка) в пределах Верхненадымского вала (структуры II порядка) и приурочено к Восточно-Перевальному локальному поднятию (структуре III порядка).

По кровлям основных продуктивных горизонтов БС₁ и АС₉ Восточно-Перевальное поднятие характеризуется двухкупольным строением. Наиболее выраженный купол фиксируется в восточной части площади, где его амплитуда составляет около 35–40 м. Западный купол менее выражен и представляет собой пологий структурный нос с амплитудой около 15 м.

Ориентировка этих структур противоположна друг другу: западный структурный нос имеет, в основном, субширотное простирание, восточный – северо-западное. Размеры западного структурного осложнения 8,0х3,0 км², восточного – 14,0х7,0 км². Углы наклонов крыльев структуры составляют на уровне продуктивных пластов БС₁ и АС₉ от 0°30' до 1°30' (рис. 2).

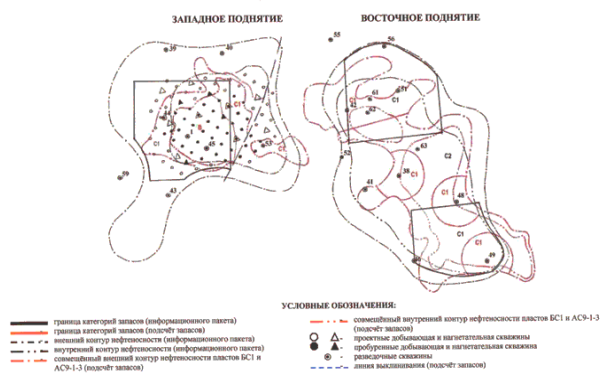


Рис. 2. Схема сопоставления представлений о геологическом строении залежей нефти по площади Восточно-Перевального месторождения. Схема расположения пробуренных и проектных скважин (Булавина О.В., Димухаметов Р.Х., Патер В.П., Семикозов Е.П., 2002 г.)

Коллективами ТОО «ГСД» и ООО «ВНИГНИ-2» были предложены совпадающие в общих чертах (в пликативном варианте) блоковые модели залежей в продуктивных пластах Восточно-Перевального месторождения (Жуков А.П., 1999 г.; Славкин В.С., 2003 г.).

Однако в деталях имеются весьма существенные различия, касающиеся расположения дизъюнктивных нарушений в пределах месторождения. Согласно этим моделям залежи разбиты малоамплитудными нарушениями на разное число блоков (рис. 3).

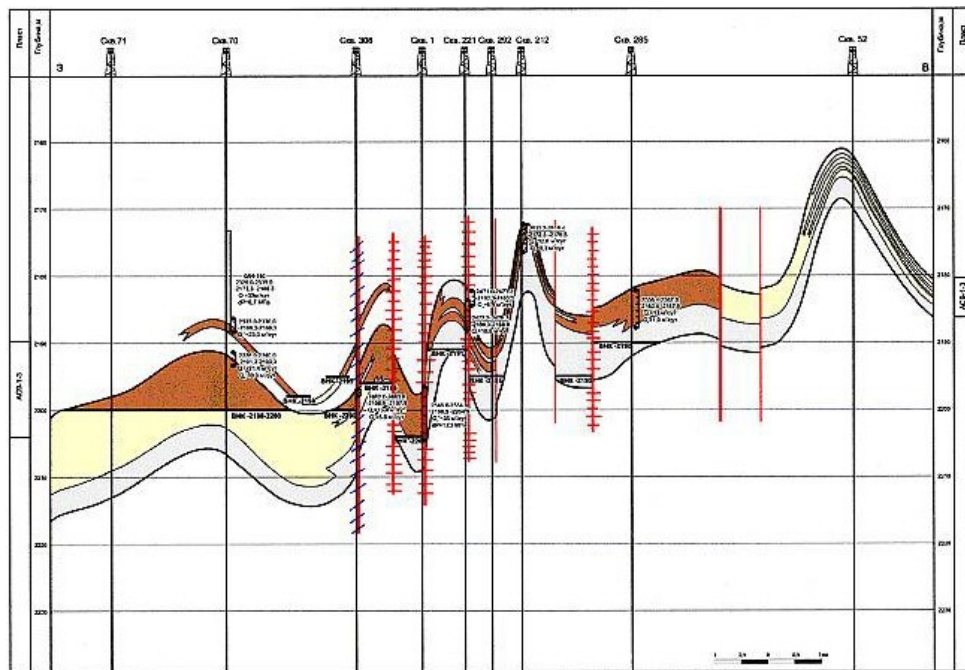


Рис. 3. Восточно-Перевальное нефтяное месторождение. Западный купол. Геологический разрез пластов AC90 и AC91-3 (Судо Р.М., 2007 г.)

По данным ООО «ВНИГНИ-2» (Славкин В.С., 2000 г.), дизъюнктивные нарушения пронизывают осадочный чехол от фундамента до пластов группы АС включительно и, возможно, выше.

По мнению специалистов ТОО «ГСД» (Жуков А.П., 1999 г.), Восточно-Перевальное поднятие сформировалось в результате тектонических процессов в доюрское время – попав в зону пересечения разнонаправленных структуроформирующих движений.

В результате геодинамической интерпретации имеющейся геолого-геофизической информации и структурных построений установлено, что Восточно-Перевальное поднятие сформировано в результате сдвиговых деформаций в условиях спиралевидно-скручивающих движений.

Напряженно-деформированное состояние Восточно-Перевального нефтяного месторождения обуславливает развитие флюидодинамических процессов в объеме западного и восточного куполов в отдельности. Изменение направления векторов поля напряжений разных рангов определяет геодинамический режим, который контролирует флюидодинамику осадочного чехла каждого купола на разных уровнях.

В полях напряжений разных рангов в пределах западного купола Восточно-Перевального нефтяного месторождения установлены области геодинамической неустойчивости (рис. 4), приуроченные к областям пересечения векторов максимальных и минимальных напряжений.

Установлено, что западный купол Восточно-Перевального нефтяного месторождения сформирован в условиях действующих на него в течение длительного времени с глубины более 5 км усилий преимущественно восходящего вектора поля напряжений. Таким образом, определены подсистемы главной системы напряжений более низких порядков, приуроченных к глубинам 2,5; 1,25; 0,625 км и т.д. и нулевой отметке относительно уровня моря.

Благоприятные уровни для формирования залежей в объеме всей структуры западного купола Восточно-Перевального нефтяного месторождения в целом расположены на глубинах 2,5 и 1,25 км.

Восточный купол Восточно-Перевального нефтяного месторождения сформирован в условиях действующих на него в течение длительного времени с глубины более 7 км усилий преимущественно восходящего вектора поля напряжений. Подсистемы главной

системы напряжений более низких порядков, приурочены к глубинам 3,5; 1,75; 0,875; 0,437 км и т.д. и нулевой отметке относительно уровня моря.

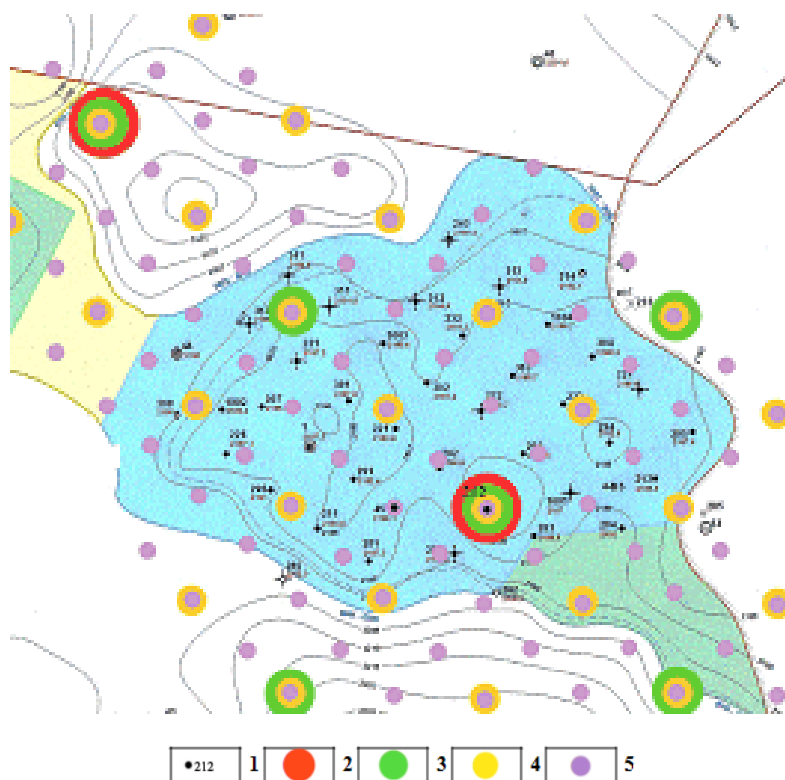


Рис. 4. Схематическая карта геодинамической неустойчивости геолого-геофизической среды западного купола Восточно-Перевального месторождения для нулевой поверхности относительно уровня моря (Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В., 2009 г. Составлена на основе структурной карты по кровле пласта коллектора AC_9^{1-3} (AC_9^{1-5}) пропласток AC_9^1 , Судо Р.М., 2007 г.): 1 – скважины, вскрывшие продуктивные отложения; Участки геодинамической неустойчивости и возможного возникновения вертикальных движений: 2 – на глубине 5 000 м; 3 – на глубине 2 500 м; 4 – на глубине 1 250 м; 5 – на глубине 625 м

Области геодинамической неустойчивости в полях напряжений разных рангов в пределах восточного купола Восточно-Перевального нефтяного месторождения показаны на рис. 5.

Области пересечения векторов максимальных и минимальных напряжений являются участками перестройки напряжений в земной коре, характеризующимися возникновением короткопериодных деформаций, с преобладанием вертикальных движений и сдвиговых смещений, разными по степени воздействия. В разрезе эти

участки характеризуются изменением фациального (наблюдается замещение проницаемых пород плотными разностями) или литологического состава пород (увеличение глинистости пласта, а в некоторых случаях полное его замещение). Эти области формируют и контролируют геодинамически активные зоны, с ними связаны вертикальная и горизонтальная миграция флюида.

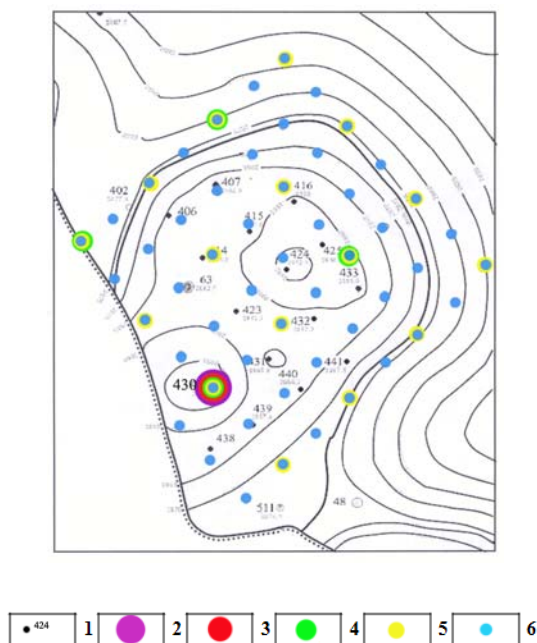


Рис. 5. Схематическая карта геодинамической неустойчивости геолого-геофизической среды восточного купола Восточно-Перевального месторождения для нулевой поверхности относительно уровня моря (Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В., 2009 г. Составлена на основе структурной карты по кровле пласта коллектора Ач₃, Судо Р.М. , 2007 г.): 1 – скважины, вскрывшие продуктивные отложения; Участки геодинамической неустойчивости и возможного возникновения вертикальных движений на глубинах: 2 – 7 000 м; 3 – 3 500 м; 4 – 1750 м; 5 – на 875 м; 6 – 437 м.

Находясь в постоянном движении, геолого-геофизическая среда концентрирует деформации и напряжения в участках пересечения векторов, характеризующихся, как правило, избыточными напряжениями. Накопление напряжений идет непрерывно, а разрядки напряжений происходят дискретно.

На рис. 6 показана двумерная структура поля напряжений в векторном отображении в условиях действия преимущественно восходящего вектора с глубины более 7 км.

Определены уровни, приуроченные к ослабленным проницаемым зонам, расположенные между участками пересечения векторов максимальных и минимальных напряжений, действующих с одной глубины, а также благоприятные для аккумуляции углеводородов и размещения геодинамических ловушек.

Определены благоприятные уровни для формирования залежей в объеме всей структуры восточного купола Восточно-Перевального нефтяного месторождения на глубинах 3,5 и 7 км.

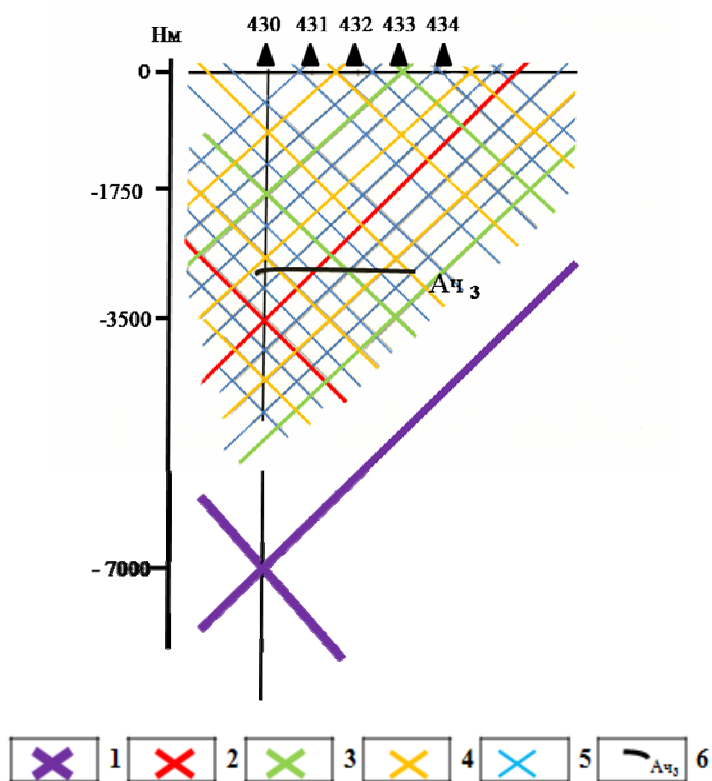


Рис. 6. Двумерная модель структуры поля напряжений восточного купола Восточно-Перевального месторождения (Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В., 2009 г.): векторы касательных напряжений и точки их пересечения на глубинах: 1 – 7 000 м; 2 – 3 500 м; 3 – 1750 м; 4 – 875 м; 5 – 437 м; 6 – пласт коллектор Ач₃.

В динамике флюидного режима всего Восточно-Перевального нефтяного месторождения находит отражение неустойчивое напряженно-деформированное состояние земной коры, зоны пересечения векторов совпадают в плане с участками геодинамической неустойчивости.

Подобный механизм формирования геологических структур установлен на Восточно-Европейской, Сибирской платформах, в других районах (Введенская Н.В., 1998 г.; Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В., Судо Р.М., 2002 г.; Сараев В.А., 1998 г.; Сигачева Н.Н., Шейнкман А.Л., 1995 г.). Закономерностью этого механизма формирования геологических структур является наличие ослабленных проницаемых зон, образовавшихся на границах ротационных сдвигов (сдвигов со скручиванием), сдвиго-раздвигов, сдвиго-надвигов и других. Таким образом, отмеченные ослабленные проницаемые зоны могут быть не связаны со взбросами или сбросами.

Схема пластово-блокового строения пласта АС₉ западного купола Восточно-Перевального месторождения в дизъюнктивно-блоковом варианте (с позиций нелинейной геодинамики) приведена на рис. 7.

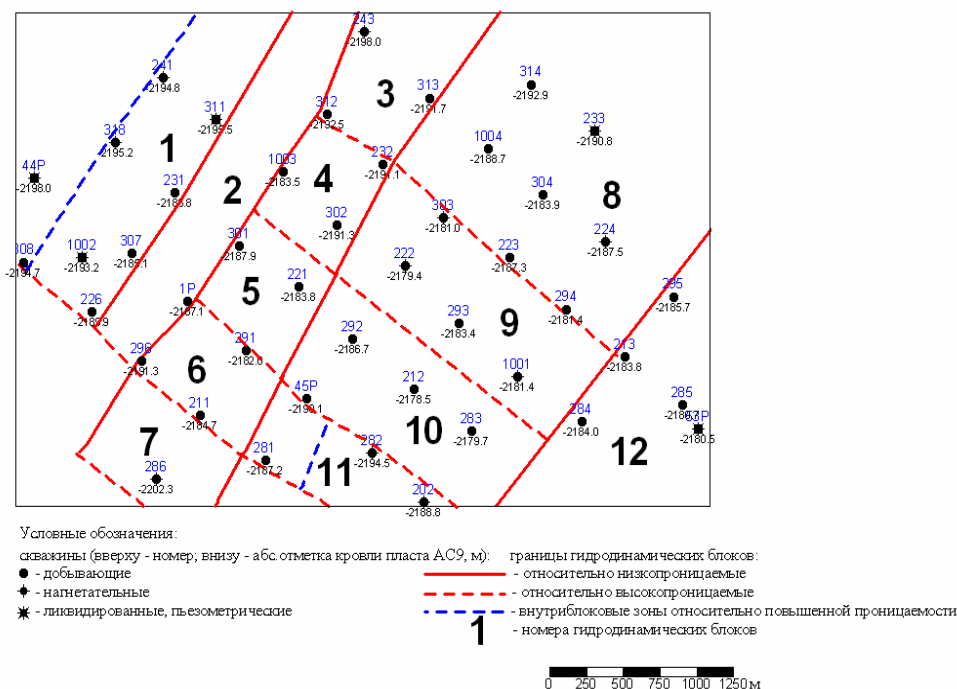


Рис. 7. Схема пластово-блокового строения пласта АС₉ западного купола Восточно-Перевального нефтяного месторождения (Судо Р.М., 2007 г.).

На основании результатов моделирования было установлено, что существование как относительно низкопроницаемых, так и относительно высокопроницаемых границ обуславливает пластово-блоковое строение нефтяных залежей (Судо Р.М., 2007 г.). При этом для разобщения на блоки достаточно, чтобы проницаемость межблоковых границ отличалась от проницаемости продуктивного пласта всего на один десятичный порядок.

Гидродинамическая связь между блоками может изменяться в процессе разработки месторождений в условиях возникновения значительных градиентов напора при интенсивных отборах флюидов и закачке воды.

Новые представления о пространственно-временном распределении геодинамических условий геолого-геофизической среды позволяют установить и обосновать особенности формирования геодинамических блоков. Геодинамические границы между относительно изолированными блоками, по всей видимости, могут быть представлены разрывными нарушениями с заполнителем (залеченные процессами новоминералообразования) и разрывными нарушениями без заполнителя (высокопроницаемые зоны).

В определенной мере пластово-блоковое строение Восточно-Перевального нефтяного месторождения может проявляться в неупорядоченном мозаичном распределении в плане пластовых давлений и в минерализации подземных вод.

Таким образом, пространственное положение гидродинамических границ, разобщающих единую флюидодинамическую систему нефтяная залежь – подземные воды на относительно изолированные гидродинамические блоки, может быть установлено в результате гидрогеологических исследований при разведке и в большей степени при разработке нефтяных месторождений.

Полученные результаты имеют принципиальное значение для исследования нефтяных месторождений центральной части Западной Сибири и обоснования оптимальных систем их разработки.