

Новые представления об особенностях формирования ловушек УВ в Западной Сибири и методы создания их геологических моделей с применением специализированных сейсмических технологий

■ Шлёнкин С.И. , Ганиев В.А. , Берин М.В. , Максимов С.Н. , Макозюба Н.В. , Токарева И.В.
ООО «Славнефть-Научно-производственный центр» (Славнефть НПЦ) г. Тверь

В статье проанализированы характерные особенности формирования ловушек УВ в Широтном Приобье Западной Сибири и сопутствующие им постседиментационные элементы тектоники. Показана степень влияния каждого из выявленных тектонических факторов на эволюцию месторождений. Разработана технология их выделения по сейсмическим данным и использования при расчётах сейсмогеологических моделей.

Сейсмические исследования, выполняемые в последние годы ОАО «НГК «Славнефть» в Западной Сибири с использованием новейших приёмов интерпретационной обработки данных сейсморазведки и ГИС, позволили обнаружить ряд особенностей геологического строения среды, ранее не замечаемых и практически не учитываемых при создании прогнозных геологических моделей.

Эти особенности или факторы, имеющие постседиментационную природу, кардинальным образом меняют представление о механизме формирования весьма важных элементов геологического строения осадочного комплекса, в том числе и ловушек УВ.

Технология изучения вышеотмеченных факторов, реальная оценка их геологической значимости, а также возможности построения геологической модели и осуществление эффективного мониторинга разработки месторождения с учётом новых данных, были в полной мере апробированы на одном из лицензионных участков.

Объёмы геолого-геофизической информации, задействованные для этих целей, составили: 1200 км² 3D сейсморазведки, более 1000 эксплуатационных

и разведочных скважин (в том числе 171 горизонтальная), а так же весь объём ГИС, включая ВСП разведочных скважин.

К выявленным геологическим факторам постседиментационного заложения, существенным образом повлиявшим на накопление и перераспределение запасов углеводородного сырья, относятся следующие:

1. Каналы вертикальной дезинтеграции и их ассоциации: Постседиментационные долговременно существующие геологические объекты, возникающие в результате воздымания отдельных блоков фундамента или их групп, сопровождаемого развитием вертикально ориентированных серий деформаций и разрывов. Характерной особенностью скоплений таких объектов является наличие в их эпицентральных областях штамповых структур, которые в зависимости от энергетики тектонических воздействий могут отличаться как по амплитуде продвижения штампа, так и по его размерам.

2. Линзовидные объекты постседиментационного заложения. Их возникновение характерно для тектонически-активных зон и связано с разграничением единого седиментационного объекта (песчаного пласта, в частности) на ряд

изолированных линз. Такого вида «тектоническое разлинзование» сродни явлению будинажа и в геологической практике не является уникальным [2].

3. Литолого-тектонические экраны.

Их возникновение непосредственно связано с процессами тектонического разлинзования. Они формируются по границам ранее упомянутых линзовидных объектов и возникают в результате проникновения в разрушенные дезинтеграцией отложения с низкой пластичностью (песчаники) отложений с высокой пластичностью (глинистый материал). Некогда латерально проницаемые отложения в этом случае теряют свои свойства, формируя, таким образом, надёжные флюидоупоры.

4. Подводящие каналы. Элемент тектоники постседиментационной природы или наиболее значимый канал вертикальной дезинтеграции с глубокими корнями заложения, по которому, предположительно, циклично или перманентно происходит подток флюидов, в том числе и углеводородов, к коллекторам продуктивных отложений.

Ниже, вместе с описанием представлены примеры отображения в различных сейсмических трансформантах 3D данных каждого из вышеотмеченных факторов.

Каналы вертикальной дезинтеграции и их ассоциации

Большинство месторождений Западной Сибири, в том числе и месторождений Широтного Приобья, приурочены к антиклинальным поднятиям. Возникновение последних в подавляющих случаях обязано штамповому воздыманию тектонически-активных доюрских блоков. В соответствии с некоторыми положениями тектоники литосферных плит рост штамповых поднятий сопровождается обрамляющими их множественны-

ми локальными разрывами геосреды, по которым, в конечном итоге, устремляются потоки глубинных флюидов. Составляющие их газожидкостные смеси переносят не только эндогенную энергетику, но и разнообразные глубинные компоненты – в частности углеводороды мантийного происхождения [1, 3, 6].

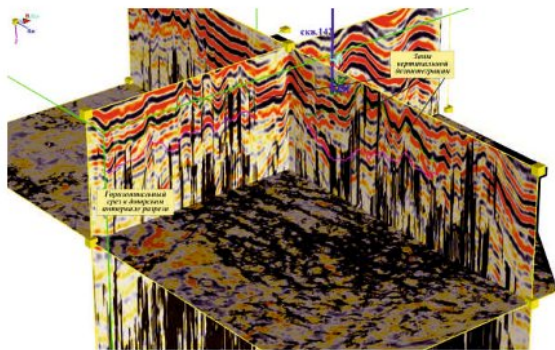
Высота роста штампов по палеогеографическим оценкам специалистов ООО «Славнефть-НПЦ» на различных месторождениях Западной Сибири колеблется от десятков до сотен метров. Временной интервал их зарождения – от палеоцена по нынешнюю эпоху.

Сформированная в результате таких процессов новая, осложнённая ассоциациями дезинтеграционных прорывов постседиментационная тектоника осадочного чехла, как показала практика, наиболее благоприятна для генерации УВ, возникновения ловушек и накапливания залежей.

По направлениям таких «прорывов» формируются каналы дезинтеграции, по которым происходит интенсивная гидротермальная проработка самого канала, а также пластов, попадающих в их ареал воздействия, и это в значительной мере изменяет ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) продуктивных отложений.

В стандартных представлениях 3D-куба данных сейсморазведки прослеживание каналов дезинтеграции в вертикальном направлении маркируется малозаметными изменениями динамических и кинематических характеристик волнового поля. Однако в настоящее время в ООО «Славнефть-НПЦ» разработан ряд специализированных технологий, позволяющих достаточно уверенно выделять такого вида элементы постседиментационной тектоники.

В объёме 3D данных акустические аномалии, соответствующие каналам



▲ Рис. 1. Аксонометрическое отображение 3D сейсмических данных когерентного анализа и стандартной обработки (куб 4)

вертикальной дезинтеграции в трансформантах когерентного анализа, приобретают вид одиночных, достаточно протяженных вертикальных лучей с сечением по латерали в первые сотни квадратных метров. Однако в большинстве случаев образуются целые ассоциации таких каналов, группирующиеся вокруг наиболее интенсивно проявляющих себя штампов.

На рисунке 1 проиллюстрированы возможности визуального отображения в поле 3D данных когерентного анализа «следов» вертикальной дезинтеграции в юрском интервала разреза.

В зависимости от литологии осадочных образований, интенсивности тектонического воздействия на них через каналы дезинтеграции, фильтрационно-емкостные свойства пород могут быть как улучшены, так и ухудшены. Данному обстоятельству есть примеры.

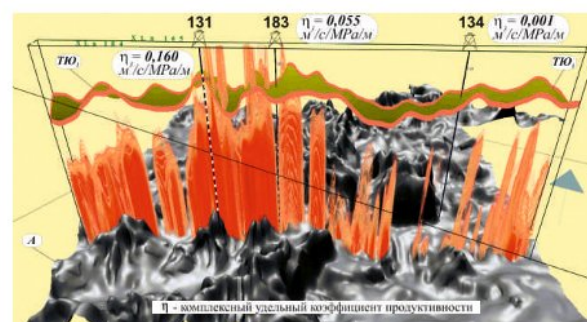
Как видно из рисунка 2, скважины с высокими коэффициентами удельной продуктивности, для юрского интервала нефтеносности попадают в зоны с повышенной степенью дезинтеграцией геосреды.

Отмеченная корреляционная связь между степенью дезинтеграции геосреды и коэффициентом удельной продуктивности пласта (η), во первых, очевидна и, во вторых, характерна практически для

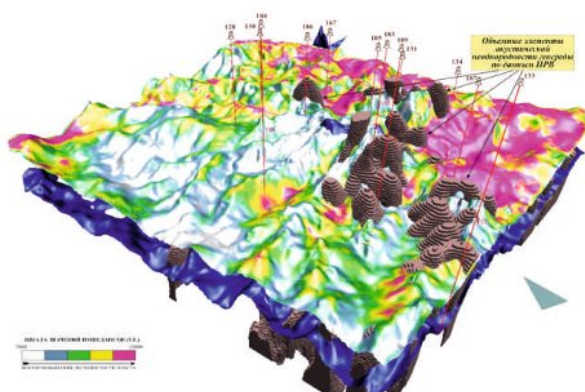
всех месторождений Мегiono-Аганской зоны Широтного Приобья,

Аналогичные выводы получены на основе результатов обработки по технологии фокусирующего преобразования (ФП) [5]. Использование характерных особенностей распределения поля энергии рассеянных волн позволяет выявлять зоны вертикальной дезинтеграции, которые однозначно коррелируются с зонами открытой трещиноватости [4, 5]. В качестве примера на рисунке 3 представлены объемные объекты вертикальной ориентации, рассчитанные по ФП, соответствующие зонам повышенной трещиноватости в юрском интервале разреза. Именно в этих зонах наблюдается аномально повышенная продуктивность изучаемого интервала разреза, что и продемонстрировано на рисунке 4.

Продолжая тему влияния постседиментационных процессов на изучаемую геосреду, следует заметить, что вышеотмеченные соотношения, когда зоны дезинтеграции характеризуются улучшением ФЕС продуктивных отложений, наблюдаются только на тех участках, где эффективные толщины составляют не менее четверти долей от общих, т.е. при коэффициенте песчаности более 0,25. По опыту работ известно, что значитель-



▲ Рис. 2. Иллюстрация зависимости комплексной продуктивности юрский отложений от степени дезинтеграции геосреды (данные когерентного анализа). (Красный цвет - повышенная степень дезинтеграции).



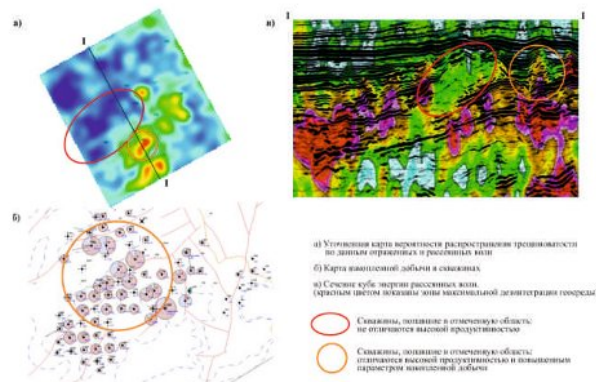
▲ Рис. 3. Сопоставление результатов инверсии и данных распределения аномальных значений поля энергии рассеянных волн на уровне ОГ ТЮ₄

ные уменьшения эффективных толщин (менее 25 % от общей толщины) на фоне прогрессирующей глинизации пласта в зонах дезинтеграции однозначно приводят к обратному эффекту. Именно такого вида постседиментационные геологические явления будут рассмотрены несколько ниже.

Линзовидные объекты постседиментационного заложения

Тектонические воздействия на осадочный чехол, реализуемые через ассоциации каналов вертикальной дезинтеграции, имеют заведомо зависимый характер и их интенсивность определяется геометрическими размерами задействованного «геологического штампа», а также скоростью его роста. Однако последствия таких воздействий на различные по литологическому составу отложения проявляются по-разному.

Разрушенные или ослабленные дезинтеграцией каркасы пород, обладающие относительно высокой плотностью, но низкой пластичностью (допустим песчаники), при дефиците в окружающем их объеме пластичного материала таковыми на весь период формирования ловушки и остаются. Им, в большей степени за счёт приобретённой трещиноватости, соответствуют улучшенные фильтрационно-ёмкостные свойства, в



▲ Рис. 4. Специальные трансформации 3D данных отраженных и рассеянных волн.

особенности, проницаемость.

Наличие избытка пластичного материала (глины) в объеме пласта запускает известный в геологии процесс, называемый будинажем, когда пластичная фракция под воздействием разбалансированного дезинтеграцией геостатического давления заполняет трещины и сколы песчаной части пласта, пространственно раздвигая их. Именно эти участки пласта в значительной степени теряют некогда свойственную им проницаемость.

Такие участки, в зависимости от размеров и конфигурации «геологического штампа», формируют различные по протяжённости дугообразные линейно-вытянутые линеаменты, способные замыкать по латерали отдельные участки продуктивного пласта. В этом случае возникают гидродинамически изолированные зоны, которые можно рассматривать как линзы постседиментационной природы. Синонимом данного явления, в том числе и термина «будинаж», служит термин «тектоническое разлинзование». В результате отмеченных постседиментационных процессов единое месторождение распадается на ряд самостоятельных залежей с различными уровнями ВНК и различной, совершенно не связанной друг с другом гидродинамикой.

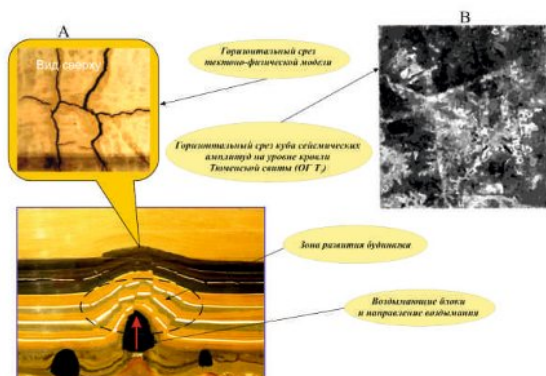


▲ Рис. 5. Отображение процесса будинажа в реальном геологическом разрезе.

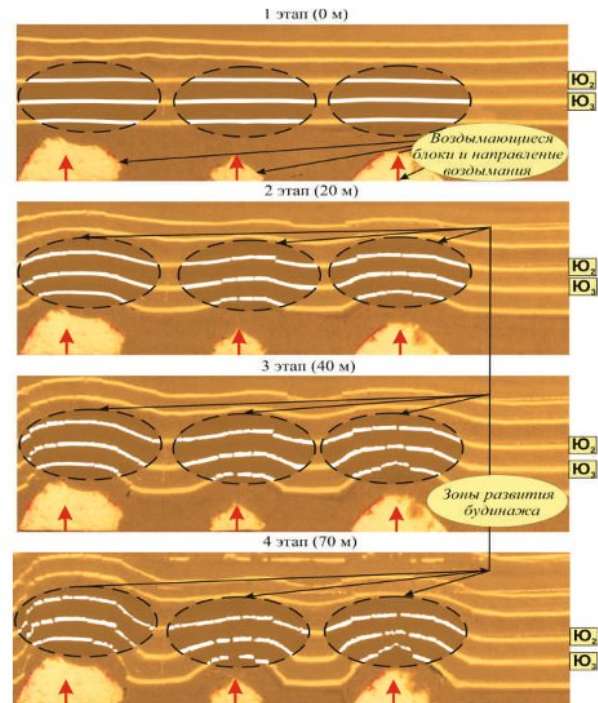
Прямым фактом проявлений процессов будинажа на месторождениях в пределах Широтного Приобья Западной Сибири служат данные по изучению керна, отобранного с продуктивных интервалов различных месторождений.

На рисунке 5 в качестве примера представлена одна из фотографий керна соответствующих продуктивных отложений пласта Ю3. Для сравнения, фотография керна в примерно сопоставимых масштабах скомпонована с фотографией реального обнажения, на котором отображены классические формы проявления будинажа [2].

Механизм возникновения зон будинажа при лабораторной имитации поэтапного подъёма блоков фундамента можно проиллюстрировать на результатах



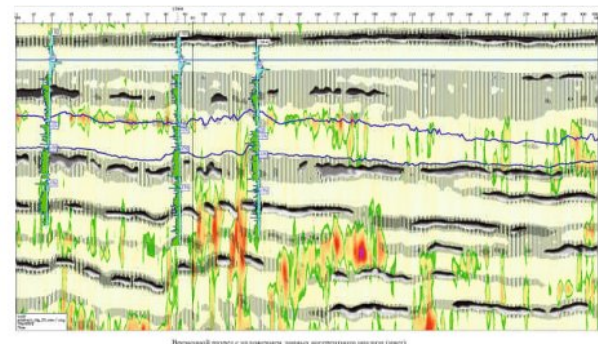
▲ Рис. 7. Тектоно-физическое моделирование условий формирования латеральной дезинтеграции. А - модель, В - реальный срез куба.



▲ Рис. 6. Тектоно-физическое моделирование условий формирования вертикальной дезинтеграции и будинажа при активизации штамповых поднятий в пределах

тектонофизического моделирования, выполненного в Западно-Сибирском Геологическом Центре. Использовалась тектонофизическая модель, пропорционально приведённая по геометрии к одному из участков глубинной геологической модели изучаемого месторождения (Рис. 6, 7) [7].

В сейсмическом поле явление будинажа или тектонического разлинзования отображается в виде акустических ано-



▲ Рис. 8. Отображение в волновом сейсмическом поле результатов воздействия на геосреду процессов, связанных с тектоническим разлинзованием (будинаж).

малый, соответствующих ритмичному по латерали затуханию отражений в зонах, где произошли внедрения пластичного материала пониженной плотности в разрушенные дезинтеграцией интервалы пласта (Рис. 8).

Литолого-тектонические экраны

Часто практикуемые в Западной Сибири методы разделения залежей с помощью сомнительных безамплитудных тектонических нарушений, якобы выделенных на основе сейсмических данных по далеко не очевидным признакам, выглядят, мягко говоря, не достаточно корректными. По крайней мере, на вопрос, каким образом возникают непроницаемые экраны, разграничивающие месторождения на ряд залежей, такие методы ответов не дают. Действительно, чтобы какая-то часть коллектора утратила гидродинамическую связь с другой его частью в результате тектонического нарушения, понадобится разорвать продуктивный пласт со смещением не менее чем на толщину коллектора (15-40 метров).

Однако по законам геотектоники это должен быть не просто разрыв определённого пласта, а разрыв целого комплекса более древних отложений, с корнями зарождения его не выше, по крайней мере, фундамента. Такое, по сути дела, катастрофическое событие в геосреде должно отражаться в волновом сейсмическом поле достаточно заметными акустическими аномалиями. Но таких аномалий на практике наблюдается значительно меньше, чем это нужно для объяснения множественных случаев распада изучаемых месторождения на ряд обособленных залежей с различным ВНК.

По-видимому, формирование разрывных нарушений блочного или линейного типа довольно редкое явление, по крайней мере, для районов Широтного Приобья.

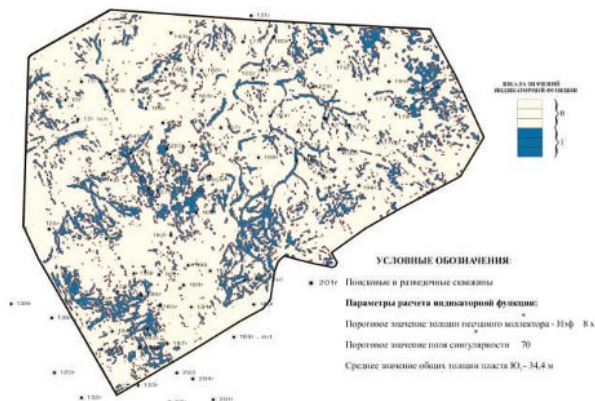
По нашему мнению возникновение множества непроницаемых границ в пределах месторождений обязано тем же постседиментационным процессам, которые порождают ранее рассмотренные линзовидные объекты.

Процессы тектонического разлинзования можно рассматривать и как процессы возникновения разделительных, непроницаемых зон между залежами УВ в период постседиментационного формирования месторождений. Для характеристики отмеченных зон применялся и будет применяться термин «литолого-тектонические экраны» (ЛТЭ), который достаточно точно соответствует сути рассматриваемой проблемы.

На самом деле выделение такого типа экранов является краеугольным камнем при моделировании месторождения и его мониторинге. В него упираются все основные прогнозы параметров продуктивных отложений (структурный прогноз, прогноз эффективных и в особенности нефтенасыщенных толщин). Ошибка, допущенная при разделении (или не разделении) месторождения на ряд залежей с различными уровнями ВНК сводит на нет все усилия по созданию корректной модели месторождения.

Методика выделения экранов основана на разработанной в ООО «Славнефть-НПЦ» технологии, включающей в себя на первом этапе использование последовательного ряда программных модулей, таких как GeoFrame, Paradigm и собственных разработок. Данный этап позволяет оценить степень дезинтеграции среды (расчет параметра «синергетическая сингулярность» [8]) и степень глинизации продуктивных отложений. На этом же этапе осуществляется прогноз общих и эффективных толщин.

На втором этапе по уже полученным данным рассчитывается так называемая индикаторная функция. Обычно для расчета индикаторной функции используется схемы логического сопоставления



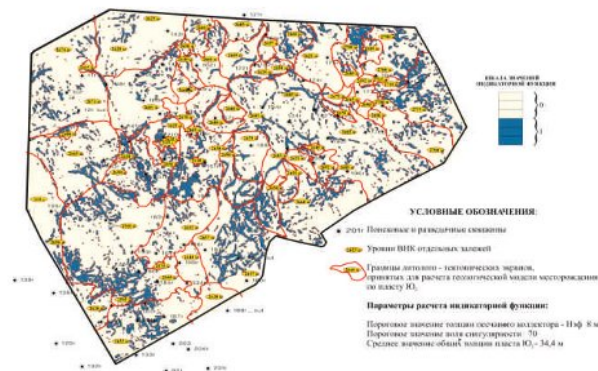
▲ Рис. 9. Карта распределения индикаторной функции, позволяющая выявить возможный характер развития литолого-тектонических экранов, по пласту Ю₂

карт общих и эффективных толщин продуктивного пласта, карт глинизации и степени его дезинтеграции. В конечном итоге выделяются зоны, где вероятность возникновения будинажа наиболее высокая, а, следовательно, сохраняется не менее высокая вероятность формирования в этих зонах литолого-тектонических экранов (ЛТЭ). Протрассированная на основе полученных схем сеть ЛТЭ обретает твёрдый параметрический статус.

Заключительным этапом технологической цепочки создания модели является разделение месторождения согласно рассчитанной сети ЛТЭ на ряд изолированных залежей с собственными уровнями ВНК и нефтенасыщенными толщинами.

В качестве примера на рисунке 9 показана карта распределения индикаторной функции, рассчитанной в пределах исследуемого месторождения на площади 1200 кв.км. Линеаменты индикаторной функции, характеризующие различную степень вероятности возникновения ЛТЭ, имеют достаточно выраженный характер. На рисунке 10 показано совмещение линеаментов индикаторной функции с сетью реальных ЛТЭ, подтверждённых бурением. Совпадение в плане достигает 85 %.

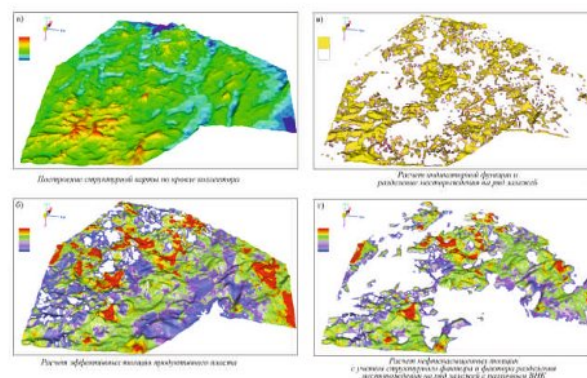
Общая технологическая последовательность расчета нефтенасыщенных толщин представлена на рисунке 11.



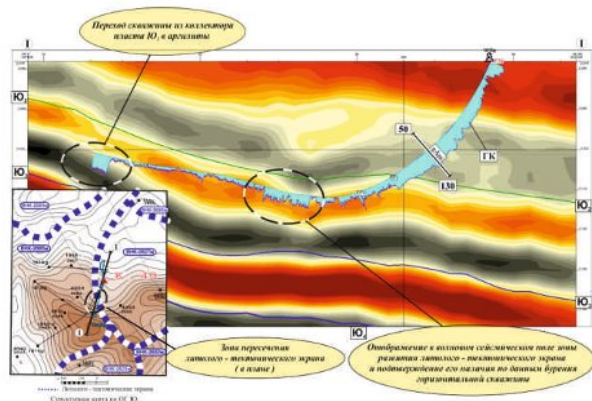
▲ Рис. 10. Карта распределения индикаторной функции, позволяющая выявить возможный характер развития литолого-тектонических экранов, по пласту Ю₂ с наложением сети ЛТЭ

Приведённые примеры говорят о достаточно высокой эффективности разработанной технологии выявления и трассирования сети ЛТЭ. Применение её в значительной степени повышает точность расчёта как геологической, так и гидродинамической моделей месторождения.

К сожалению, изолированность залежей можно определить только по данным бурения и только в случае, если замеренные уровни ВНК в скважинах имеют заметные отличия друг от друга. Равенство уровней ВНК может свидетельствовать как о том, что скважины располагаются в одной залежи, так и о том, что в разных, но с равными уровнями ВНК. Этот двойственный момент следует учитывать при создании гидродинамической модели.



▲ Рис. 11. Объем 3D-1200 км². Технология расчета нефтенасыщенных толщин.

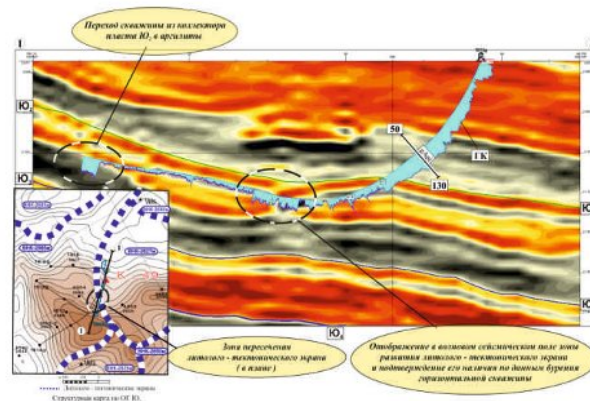


▲ Рис. 12. Вертикальный сейсмический срез 3D данных базовой обработки по линии I-I

В пределах данного месторождения наличие спрогнозированной сети ЛТЭ неоднократно подтверждалось данными горизонтального бурения, проводимого на площади в больших объёмах и практически повсеместно. На рисунках 12 и 13 представлен один из таких примеров. Вертикальный срез 3D сейсмических данных базовой обработки (Рис. 12), проложенный по направлению горизонтального ствола эксплуатационной скважины 1815г, пересекает спрогнозированную по индикаторной функции границу ЛТЭ. Видно, что кривая ГК подтверждает прогноз, отбивая зону глинизации пласта там, где прогнозировался ЛТЭ. С другой стороны, на сейсмическом разрезе базовой обработки достаточно сложно найти волновое подтверждение наличия данного экрана. Однако на разрезе специально-ориентированной обработки, представленном на рисунке 13, эта зона характеризуется типичной для будинажа волновой картиной, совпадая с зоной глинизации, отбитой по ГК.

Подводящие каналы

Подводящие каналы можно охарактеризовать как наиболее значимые каналы вертикальной дезинтеграции, которые являются неотъемлемой частью постседиментационной тектоники и по которым происходит перманентный подток углеводородов к месторождению. Процесс подтока углеводородов возможен



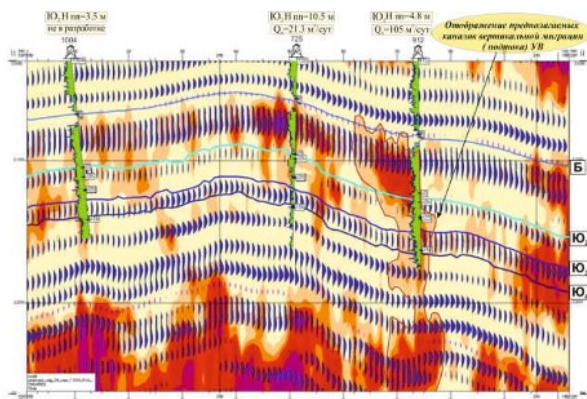
▲ Рис. 13. Вертикальный сейсмический срез 3D данных фазо-динамической обработки по линии I-I

обуславливается циклическими колебаниями тектонической активности изучаемых недр.

Идентификация подводящих каналов связана с обнаружением и привязкой к ним скважин с аномальными притоками углеводородов, объяснить которые структурными, фациальными или иными факторами достаточно трудно. Роль подводящих каналов, которую они играют в формировании месторождений углеводородов и поддержке их в равновесном состоянии, в настоящее время недооценивается. Причина этому – низкий уровень изученности данного вопроса.

На рисунке 14 представлен пример наличия эксплуатационной скважины с трудно объяснимым аномальным дебитом.

Скважина 912 с пусковым дебитом 105 м³/сут располагается в пределах месторождения и приурочена к вертикальному каналу подтока, который нашёл достаточно чёткое отображение на вертикальном срезе 3D данных когерентного анализа. Скважина 725, расположенная в пятистах метрах от рассматриваемой и не попавшая в аномальную зону, оказалась малопродуктивной (21,3 м³/сут). Однако параметры вскрытого ею продуктивного пласта по потенциальным возможностям нефтеносности выглядят гораздо предпочтительнее, чем в скважине 912. Это касается как нефтенасыщенных толщин,



▲ Рис. 12. Вертикальный сейсмический срез 3D данных базовой обработки с наложением данных когерентного анализа (цвет), отображающих степень тектонической дезинтеграции изучаемых отложений по линии II-II.

так и гипсометрии вскрытия пласта (Рис. 14).

Аналогичных примеров по месторождениям Широкого Приобья можно привести не один десяток. Однако, несмотря на это, особых стремлений геологического сообщества Западной Сибири изучать данную проблему не наблюдается. Классические представления о механизме формирования ловушек углеводородов остаются нерушимыми, но мало что объясняющими.

Выводы

1. Выявленные геологические факторы, связанные с проявлением постседиментационной тектоники, играют основополагающую роль в формировании месторождений УВ в пределах Широкого Приобья Западной Сибири и требуют постоянного изучения.
2. По причине постседиментационной природы отмеченных геологических факторов их отображение в сейсмической атрибутике 3D данных не всегда выглядит однозначным. Данное обстоятельство предопределило создание и постоянное развитие специальных программных технологий по их обнаружению и оценке геологической значимости.
3. Сейсмогеологическое моделирова-

ние с учётом обнаруженных элементов постседиментационной тектоники геосреды, выполненное на основе 1200 км² 3D сейсмических данных, с использованием более 1000 разведочных и эксплуатационных скважин (из них 171 горизонтальная), приобрело черты устойчивого технологического процесса со средней подтверждаемостью прогноза более 85 %.

Литература

1. Баранов С.А. и др. Особенности распределения залежей УВ на Кулгинском месторождении по данным сейсморазведки 3D и бурения (Юго-восток Нюрольской впадины) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Декабрь 2002.
2. Белоусов В.В. Структурная геология. //Издательство Московского университета. 1986 год.
3. Гзовский М.В. Основы Тектонофизики. //Москва, «Наука» – 1975.
4. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А. Новые физические модели геологической среды – основа для создания геофизических технологий XXI века // Вестник Московского ун-та. – серия 4. – Геология. – 2004. – № 6.
5. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А., Шлёнкин С.И. и др. Новые технологии и решения прикладных задач // М.: ООО «Центр информационных технологий в природопользовании». – 2007. – 432 с.: ил. (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред: т. 3).
6. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. // Новые Технологии. – № 4. Геофизика. – 2007.
7. Зубков М.Ю., Каган М.В. Создание тектоно-физической модели и прогнозных зон повышенной и пониженной продуктивности в пределах полигона сейсморазведочных работ 3D Тайлаковского лицензионного участка // Отчёт ООО «ЗапСибГЦ». – 2007 год.
- Шлёнкин С.И., Масюков А.В., Масюков В.В., Козлова А.Н. Вычисление кубов когерентности и сингулярностей // Технологии сейсморазведки. – № 2. – 2012. – с. 5-11.