

NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES

ISSN 2224-5278

Volume 3, Number 411 (2015), 57 – 68

FORECAST OF NON-ANTICLINAL TRAPS OF ZHINISHKEKUM AND WESTERN PART OF ARYSKUM GRABEN-SYNCLINES OF SOUTH TURGAI BASIN

Ye. Bolat, M. K. Nukenov, D. L. Bissengaliyev

LLP «Crystal Management», Almaty, Kazakhstan.

E-mail: erlibek@gmail.com; nmk_87@mail.ru; d_bisengaliyev@inbox.ru

Keywords: graben-synclines, non-anticline traps, reservoir rocks, seals, oil and gas source rocks, hydrocarbons, resources, South Turgai Basin.

Abstract. The most common types of non-anticlinal traps (hereinafter – NAT) within South Torgai basin (hereinafter – STB) are analyzed and described in detail. The comparative analysis of existing and historical exploration techniques of different NAT types is provided. The author attempted to systematize the process of studying NAT using complex methods of exploration in a clear sequence. It is a complex systematic approach to the study of NAT, that can provide high geological success and maximum economic benefits for oil and gas companies engaged in similar projects. Key findings: 1. HC potential of STB still represents an economic interest for the discovering of commercial reserves of oil and gas; 2. A variety of types of NATs encountered at STB is very large and is not restricted; 3. Because of its uniqueness and complexity of the geological structure, STB has become today large ground application of the latest technology exploration and development of oil and gas deposits; 4. Subject to the above steps in this paper analytical work can provide a high success rate of exploration work (more than 90%); 5. The opening of new commercial reserves of hydrocarbons will give great impetus to economic development and energy security of the Kyzylorda region and whole southern Kazakhstan.

УДК 553.98.061.32/574.26

ПРОГНОЗ НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК В ЖИНИШКЕКУМСКОЙ И ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АРЫСКУМСКОЙ ГРАБЕН-СИНКЛИНАЛЕЙ ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО БАСЕЙНА

Е. Болат, М. К. Нуkenов, Д. Л. Бисенгалиев

ТОО «Кристалл Менеджмент», Алматы, Казахстан

Ключевые слова: грабен-синклинали, неантиклинальные ловушки (НАЛ), коллектора, покрышки, нефтегазоматеринские породы, углеводороды, ресурсы, Южно-Торгайский бассейн (ЮТБ).

Аннотация. Проанализированы и детально рассмотрены наиболее часто встречаемые типы неантиклинальных ловушек (далее – НАЛ) в пределах Южно-Торгайского бассейна (далее – ЮТБ). Приводится сравнительный анализ ранее существовавших методов разведки выделенных типов НАЛ, с используемыми ныне. Сделана попытка систематизации процесса изучения НАЛ с помощью комплекса методов геологоразведки в четкой последовательности. Именно такой комплексно-системный подход в изучении НАЛ может обеспечить высокий геологический успех и максимальный экономический эффект для нефтегазовых компаний, занимающихся подобными проектами.

Южно-Тургайский бассейн находится на стыке Туранской и Западно-Сибирской плит, имеет форму клина, простирающегося с северо-запада на юго-восток. Состоит из Жыланшыкского и Арыкумского прогибов, разделенных между собой Мынбулакской седловиной. С востока ограничен Улытауским массивом, а с юго-запада – Нижне-Сырдарынским сводом (рисунок 1).



Рисунок 1 – Схема расположения Южно-Тургайского бассейна

В силу активизации тектонических движений на этапе коллизии Восточно-Европейской и Казахстанской геоплит, в конце триасового и в начале юрского периодов, начался процесс погружения и растяжения, обусловивший образование серии рифтовых зон, разделенных приподнятыми блоками, которые позднее, в пределах Южно-Тургайского бассейна получили названия грабен-синклиналей и горст-антиклиналей.

Толщина осадочного чехла в пределах наиболее погруженных частей грабен-синклиналей достигает 4,5 км, тогда как на сводах горст-антиклиналей она варьирует в пределах 700 – 1200 м. Грабен-синклинали сложены преимущественно юрскими (возможно триасовыми в самых погруженных частях) отложениями, представленными всеми тремя комплексами. В пределах горст-антиклиналей, на породах фундамента и остатка квазиплатформенного комплекса со стратиграфическим и угловым несогласием залегает меловой платформенный комплекс, равномерно перекрывающий и юрский комплекс в пределах грабен-синклиналей.

Перспективы нефтегазоносности Южно-Тургайского бассейна связаны с юрско-меловым комплексом отложений, традиционно-продуктивными для Туранской плиты. Несмотря на ограниченные площади распространения юрско-мелового комплекса границами отдельных грабен-синклиналей, каждый грабен-синклиналь можно рассматривать как отдельный автономный минибассейн со своей системой генерации, миграции и аккумуляции углеводородов, хотя и не исключается возможность миграции УВ из наиболее крупных и глубоких грабен-синклиналей в более мелкие.

Традиционно нефтегазоматеринскими считаются нижне-среднеюрские отложения, богатые на органические вещества, а потенциальные коллектора широко распространены в средне-верхнеюрских и нижнемеловых отложениях, представленных аккумулятивными телами различного генезиса.

Историю геолого-геофизического изучения Южно-Тургайского бассейна можно разделить на три этапа:

1. Этап регионального изучения – охватывает период 1950-1980 гг. Логическим завершением первого этапа стало окончательное тектоническое расчленение Южно-Тургайского бассейна на два прогиба и разделяющую их седловину, с выделением отдельных грабен-синклиналей и горст-антиклиналей;

2. Этап открытия месторождений нефти и газа и детальных исследований грабен-синклиналей и горст-антиклиналей – 1980-1990 гг. В данном этапе были открыты крупные месторождения Кумколь, Арыскуп, Кызылкия, Караванчи, Нуралы, Аксай, Майбулак, которые относятся в основном к традиционным залежам структурного типа. Именно в этот период и начинаются первые целенаправленные геолого-поисковые работы на обнаружение залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках.

В 1987 году был составлен «Проект структурно-поискового бурения», направленный на изучение неантиклинальных ловушек Южно-Тургайского бассейна. Геологические задачи решаемые данным проектом заключались в следующем:

- оценка перспектив нефтегазоносности зон выклинивания юрских отложений;
- изучение литолого-фациального и стратиграфического состава юрских коллекторов;
- уточнение сейсмических построений по данным бурения.

В результате этих работ пробурено более десяти структурно-поисковых скважин, но к сожалению, по результатам бурения продуктивных горизонтов не было вскрыто. К основным причинам неуспешности пробуренных скважин можно отнести следующие моменты:

материалы и структурные построения по данным сейсмики 2Д не позволили конкретно и правильно оконтурить НАЛ;

стратификация прогнозного разреза по данным сейсмики 2Д не везде получила подтверждение;

пробуренное количество скважин (более 10-ти) не обеспечило полноценный охват бурением выявленных структур.

3. Современный этап – берет свое начало с 2000-х годов, когда пришли первые зарубежные инвесторы со своими новыми технологиями и современными программными обеспечениями, позволившими комплексное изучение перспективной территории.

Неантиклинальные ловушки широко развиты в терригенных осадочных комплексах Южно-Тургайского бассейна. Основные виды встречаемых ловушек – литологические, стратиграфические и смешанные виды НАЛ. Латеральное распределение НАЛ обусловлено геологическим строением, площадным развитием грабен-синклиналей и склоновыми частями горст-антиклиналей, примыкающими к грабен-синклиналям. Стратиграфический диапазон развития НАЛ находится в пределах средне-верхнеюрских и нижнемеловых комплексов отложений. Так, для верхнеюрского и нижнемелового комплекса характерны ловушки локального и регионального литолого-фациального замещения и стратиграфического выклинивания, а также ловушки регионального и локального срезания, а для отложений средней-верхней юры – литологические ловушки речного типа, подводных течений и дельтовые.

По морфологическим признакам, которые определяют методику разведочных работ, залежи нефти и газа, связанные с неантиклинальными ловушками, можно разделить на 7 групп (по Габриэлянцу Г.А., см. рисунок 2).

Ниже подробно рассмотрим каждый тип НАЛ, которые могут иметь место в разрезе выявленных объектов в пределах ЮТБ.

1. **Кольцевые НАЛ (лысый свод)** – связаны с зонами локального замещения, эрозии, углового или стратиграфического несогласия пластов-коллекторов в своде структурного поднятия (залежи в ловушках с "лысым" сводом, см. рисунок 3).

2. **Козырьковые залежи** – связаны с ловушками, образующимися в случае, если породы-коллекторы развиты на крыльях или периклиналях локальных поднятий (см. рисунок 4).

3. **Клиновидные НАЛ** – при литолого-фациальном замещении, стратиграфическом выклинивании или срезании песчаных пластов на моноклинальных склонах, ловушки имеют клиновидную форму (клин пород-коллекторов внедряется в непроницаемые породы) (см. рисунок 5).

4. **Шнурковые НАЛ** – литологические ловушки речного типа, дельтовые, подводных течений имеют шнурковую форму – узкое (шириной до 1 км) песчаное тело протягивается на расстояние до десяти километров и более среди глинистых пород. В поперечном сечении такие песчаные тела имеют плоскую кровлю и выпуклую подошву (в виде "вреза" в подстилающие отложения) (см. рисунок 6).

Тип залежи	Схема строения		Роль неструктурного фактора	Система разведки
	План	Разрез		
Кольцевая ("лысый свод")			Увеличение роли неструктурного фактора в формировании ловушки	Кольцевая Радиальная
Козырьковая				Профильная, акрест линии выклинивания и замещения
Клиновидная				Профильная, акрест линии выклинивания и замещения
Шнурковая				Профильная, акрест простира-ния, по методу клина, зигзаг-профильная
Кликоформная				Профильная, акрест простира-ния
Линзовидная				Профильная, акрест простира-ния
Мозаичная				Профильная, равномерная по площади

Рисунок 2 – Типы НАЛ согласно классификации Габриэлянца Г.А. [3]

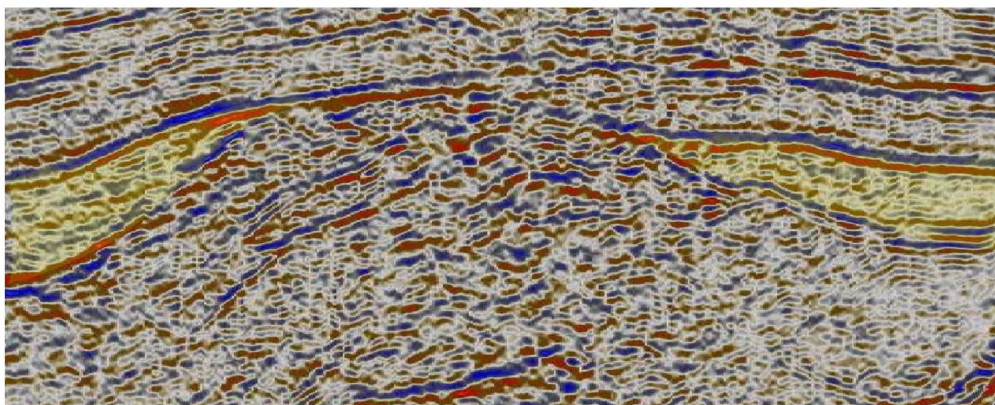


Рисунок 3 – Фрагмент временного разреза в пределах Жинишкеумской грабен-синклинали, где выделяется кольцевой тип НАЛ в виде лысого свода в зоне стратиграфического несогласия (размыва) юрских отложений под нижнемеловые

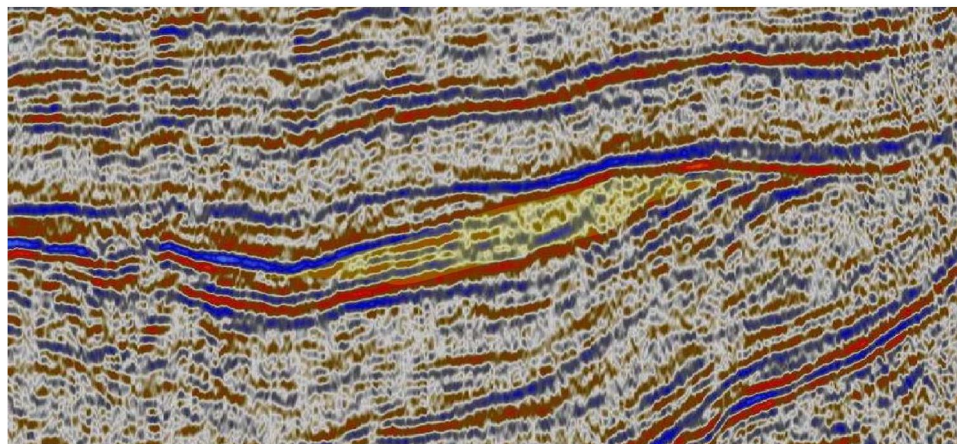


Рисунок 4 – Фрагмент временного разреза в пределах Жинишкекумской грабен-синклинали, где выделяется козырьковый тип НАЛ в зоне стратиграфического несогласия (размыва) юрских отложений под нижнемеловые

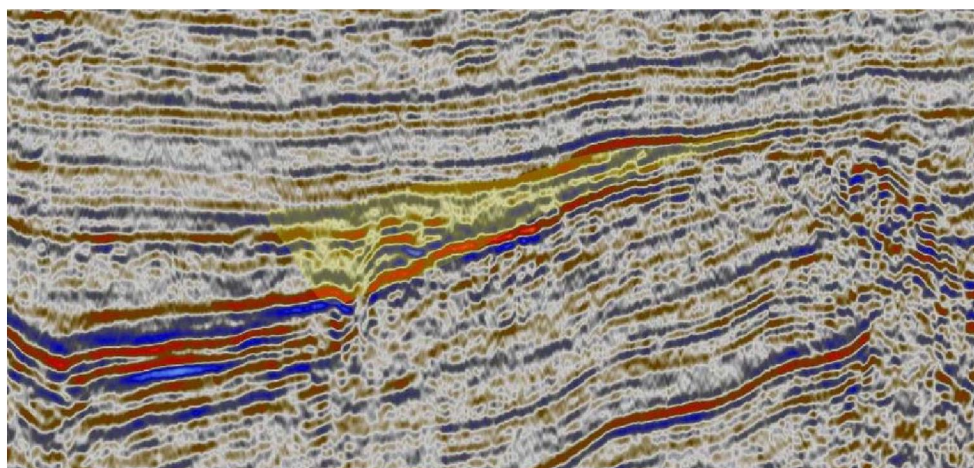


Рисунок 5 – Фрагмент временного разреза в пределах Жинишкекумской грабен-синклинали, где выделяется клиновидный тип НАЛ в зоне стратиграфического несогласия (размыва) юрских отложений под нижнемеловые

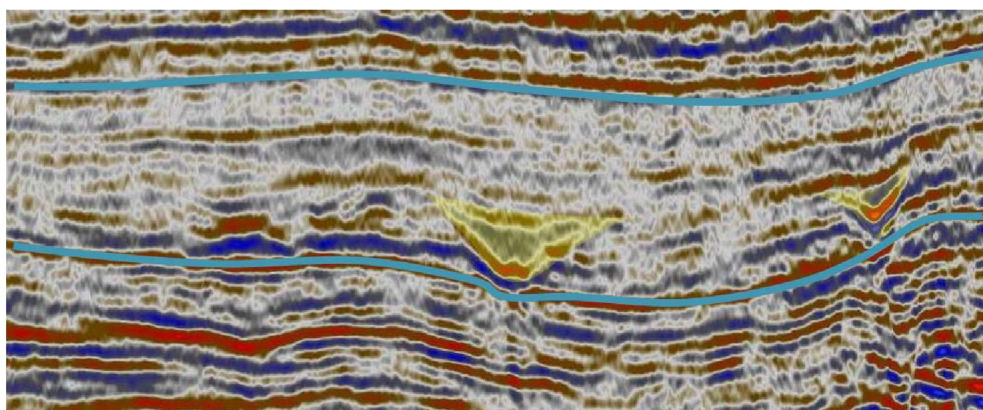


Рисунок 6 – Фрагмент временного разреза в пределах северо-западной части Арыскупской грабен-синклинали, где выделяются ряд шнурковых типов НАЛ внутри средне-верхнеюрской толщи осадков

5. **Клиноформные ловушки** – особую группу образуют залежи, приуроченные к крупным формам – толщам песчано-глинистых пород, формирующимся на границе между шельфовой и депрессионно-склоновой областями бассейна осадконакопления (рисунок 7). В пределах шельфа пласты имеют субгоризонтальное залегание, а в депрессионно-склоновой области характеризуются преимущественно мегакосослоистым залеганием.

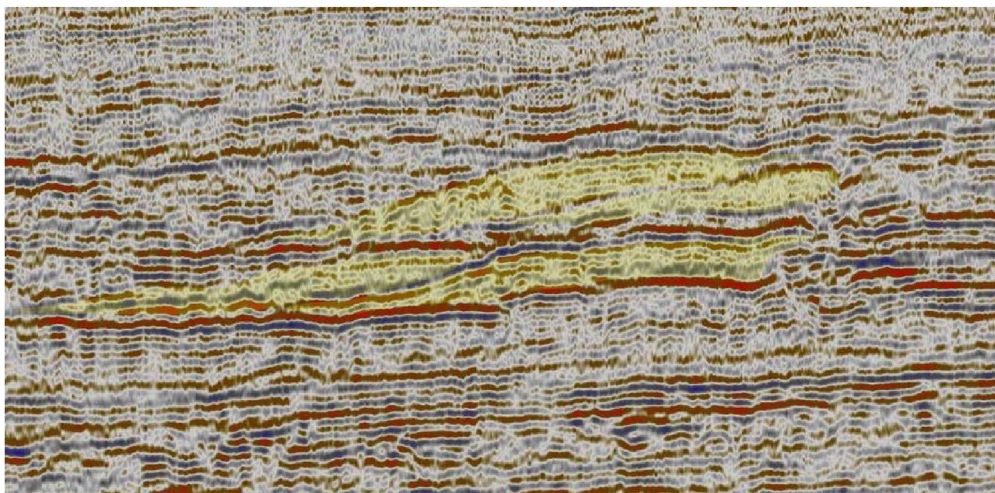


Рисунок 7 – Фрагмент временного разреза в пределах северо-западной части Арыскупской грабен-синклинали, где выделяются ряд клиноформенных структур внутри нижнемеловой толщи осадков

6. **Линзовидные ловушки** – достаточно обширную группу составляют залежи нефти и газа, связанные с отдельными линзами. Они развиты в отложениях различного возраста, имеют различную конфигурацию и, как правило, небольшие размеры. Встречаются залежи как в одиночных линзах песчаников, так и в группе линз (рисунок 8).

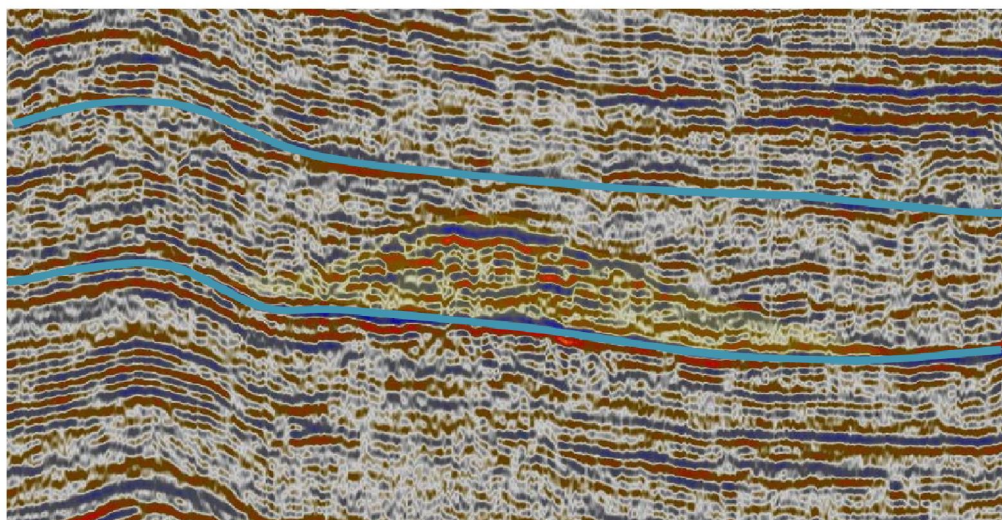


Рисунок 8 – Фрагмент временного разреза в пределах северо-западной части Арыскупской грабен-синклинали, где выделяется линзовидная ловушка типа песчаного бара, внутри нижнемеловой толщи осадков

7. **Мозаичные НАЛ** – группа мелких песчаных линз, которых следует разведывать как единый объект (см. рисунок 9). Скважины необходимо размещать по профилям (вкрест простирания группы песчаных линз) или равномерно по площади (если отсутствуют закономерности в размещении песчаных тел).

Для залежей, входящих в группу кольцевых, предлагалось применять кольцевую систему бурения поисково-разведочных скважин, или радиально-профильную (скважины расположены в линиях 2Д профилей, вкрест линии замещения, выклинивания или срезания пластов-коллекторов), учитывая особенности распределения запасов по площади.

Остальные группы НАЛ изучали системой 2Д профилей, расположенных в крест простирания линии замещения (выклинивания) пород-коллекторов и песчаных тел, в том числе для шнурковых залежей использовался метод клина (профильное, вкрест простирания палеорусла, и зигзаг-профильное размещение скважин).

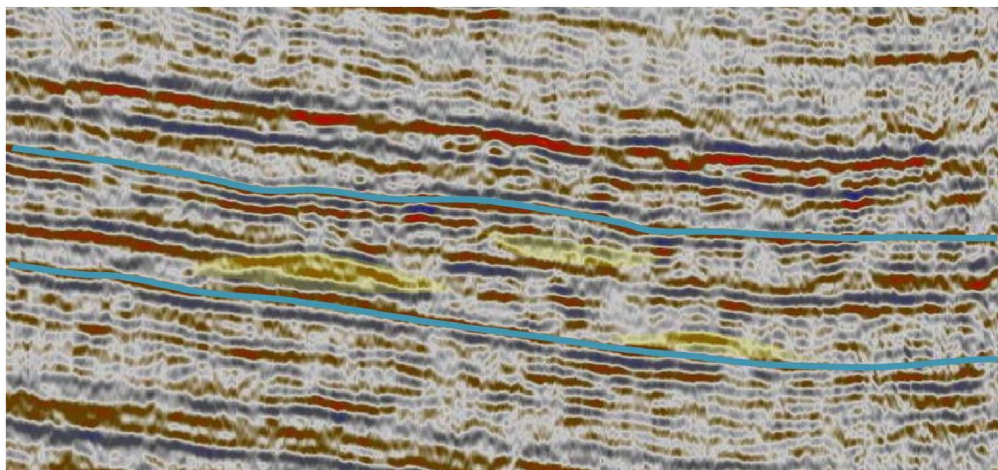


Рисунок 9 – Фрагмент временного разреза в пределах северо-западной части Арыкумской грабен-синклинали, где выделяются группа линзовидных песчаных линз, внутри нижнемеловой толщи осадков

Методы разведки НАЛ, описанные в классификации Габриэлянца Г.А. предусматривают применение только сейсморазведочных работ 2Д и являются эффективными при размерах ловушек более 2 км². При этом, для правильного расположения сейсмических профилей 2Д, согласно перечисленным методикам, необходимо заранее знать такие параметры, как тип НАЛ, размеры (ширина/длина/толщина), направление простириания и т.д., что практически невозможно определить по результатам региональных профилей 2Д, ориентированных на тектонические элементы более крупного порядка. Открытые за последние годы неантиклинальные залежи в пределах ЮТБ имеют, в среднем, размеры менее 2 км² (рисунок 10). Ограниченные размеры ловушек, в первую очередь, связываются с резкой изменчивостью конфигурации аккумулятивных тел в зависимости

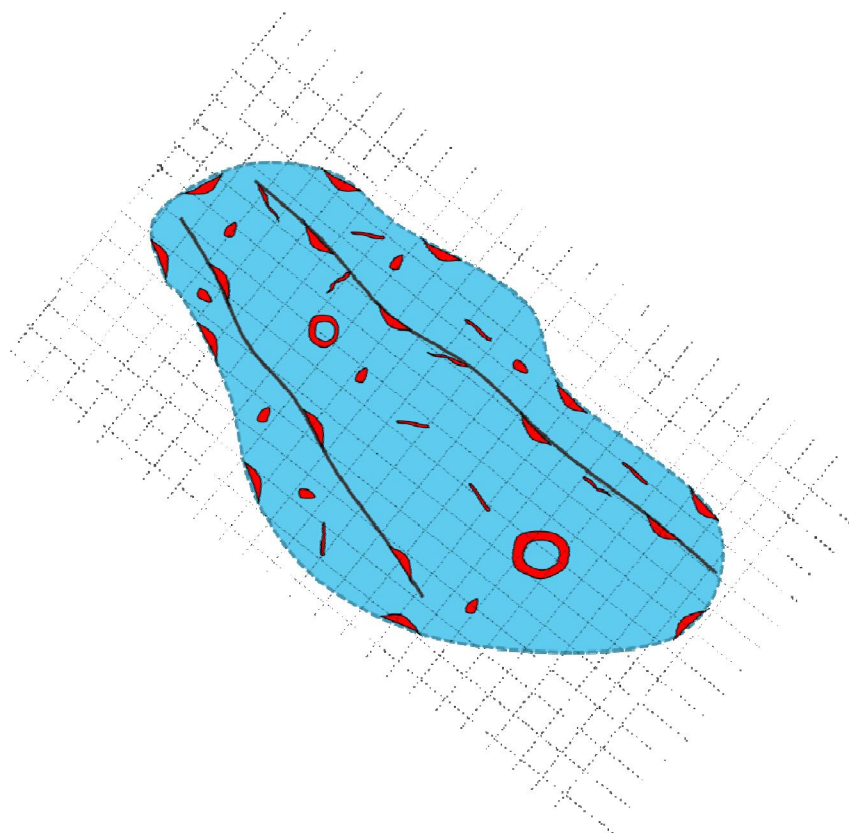


Рисунок 10 – Пример покрытия грабен-синклинали детальной сетью сеймопрофилей 2Д (2х2 км). Из рисунка видно, что большинство НАЛ из-за маленького размера остаются не охваченными профилями 2Д

от условий осадконакопления и активных структурно-тектонических факторов, обуславливающих образование этих ловушек. Максимально возможная детальная сеть 2Д сейсмопрофилей может достигать 1х1 км, и дальнейшее уплотнение сети 2Д профилей приводит к удорожанию стоимости сейсморазведочных работ 2Д, которая станет сопоставима со стоимостью сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ. Соответственно, даже при очень детальной сети 2Д сейсмопрофилей корректное картирование и оконтуривание НАЛ крайне затруднительно и приведет к увеличению геологических рисков, связанных с субъективными факторами индивидуального подхода отдельного интерпретатора.

Исходя из вышесказанного, несмотря на дороговизну, проведение сейсморазведки 3Д является наиболее оптимальным методом разведки НАЛ в пределах ЮТБ. С точки зрения эффективности 3Д над сейсморазведкой 2Д можно перечислить следующие факторы:

1. Получение непрерывной информации по площади и по вертикали, позволяющее проведение не только интерпретации структурного каркаса, но и динамических свойств заполняющих их пород;
2. Эффективное подавление боковых волн;
3. Проведение миграции в 3Д пространстве.

Даже во время разведки НАЛ с помощью сейсморазведки 2Д имеющих крупные размеры, при успешности первых разведочных скважин для дальнейшего оконтуривания выявленной залежи и подсчета запасов, с целью подготовки к промышленной разработке, необходимо обязательное проведение сейсморазведки 3Д, так как необходимо изучение ФЕС продуктивных пластов в межскважинном пространстве. То есть, проведение сейсморазведки 3Д на одном из этапов изучения нефтегазовых объектов неизбежно, соответственно лучше его провести на самом начальном этапе.

Очень важным преимуществом сейсмических технологий 3Д является возможность проведения динамической интерпретации объемных сейсмических данных. Для этого требуется высококачественная обработка данных 3Д с применением временной и глубинной миграции до суммирования, качественная привязка скважинных данных к сейсмическому кубу. Современное программное обеспечение в области динамической интерпретации сейсмических данных 3Д позволяют применять широкий спектр опций по анализу различных волновых свойств сейсмического материала, использование ряда математических операций к геофизическим свойствам среды с целью привязки их к конкретным геологическим факторам, такие как атрибутные анализы по кубам когерентности и спектральной декомпозиции, сейсмофациальный анализ, AVO-анализ и сейсмическая инверсия и т.д.

После проведения всего перечисленного комплекса анализа данных 3Д, можно с определенной долей вероятности оконтурить латеральную и вертикальную конфигурацию НАЛ, намного снижая геологические риски бурения «сухих» скважин (рисунок 11).

Несмотря на высокую информативность и подтверждаемость сейсмических данных 3Д, желательно эту информацию закрепить результатами седиментологического и бассейнового моделирования.

Как показали результаты проведения геологоразведочных работ в пределах Южно-Торгайского бассейна, были случаи, когда выделенные русловые (шнурковые) ловушки или линзовидные тела типа песчаных баров по данным сеймики 3Д в оптимальных структурных условиях оказывались заполненными породами-неколлекторами (глинами). То есть, результаты динамического анализа данных 3Д дает конфигурацию отдельных аккумулятивных тел и возможные геологические свойства заполняющих их пород с определенной долей вероятности.

Седиментологический анализ проводится с использованием данных керн, ГИС и сейсморазведки 2Д/3Д.

Основные цели седиментологического анализа заключаются в следующем:

1. восстановление истории развития бассейна (грабен-синклиналей);
2. прогноз обстановок осадконакопления благоприятных для формирования коллекторов;
3. прогноз распределения фации;
4. определение закономерностей размещения коллекторов и покрышек.

В результате совмещения данных динамического анализа сейсмического куба 3Д и результатов седиментологического анализа можно каждое выделенное тело отнести с высокой вероятностью к определенной осадочной фации и рассуждать о коллекторских свойствах этих тел (рисунок 12).

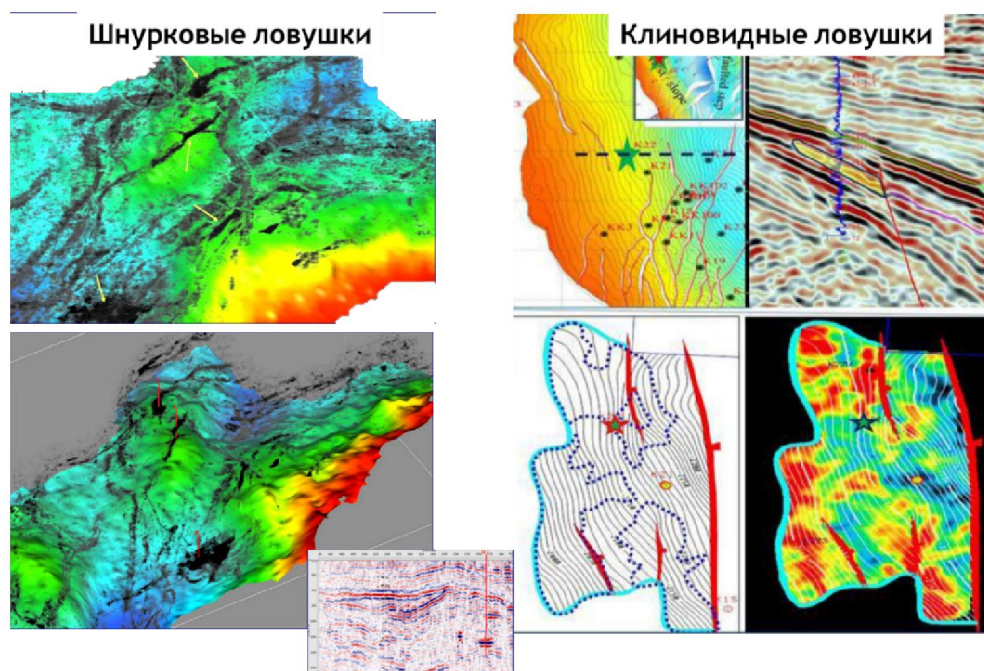


Рисунок 11 – Примеры оконтуривания НАЛ по результатам динамического анализа сейсмических данных 3Д
(XuZhiqiang, CNPC. Petroleum exploration in the small and complex block – an example ADM STB, 2014)

К	Покрышка	Коллектор	Фация	Условия седиментации
J	J3		Меандрирующие и ветвящиеся реки	Дельтовые- равнинные
	J2		Речные и дельтовые	Береговые и прибрежные
			Продельты, нефтематеринские	Мелководные и относительно погруженные
	J1		Дельтовые, ветвящиеся реки, пролювий, аллювий	Береговые и прибрежные
			Пролювий, подводные дельты	Неглубокие воды

Рисунок 12 – Пример выделения фаций и условий осадконакопления юрских отложений ЮТБ

Следующим этапом изучения НАЛ является 3Д бассейновое моделирование. С помощью бассейнового моделирования:

1. Можно восстановить историю тектонического развития грабен-синклиналей и индивидуальных неантиклинальных ловушек внутри грабенов;
2. Проследить развитие нефтематеринских пород, периоды генерации и миграции УВ и совместить их с историей тектонического развития.

Если на предыдущих этапах было определено наличие неантиклинальных ловушек по результатам 3Д сейсморазведки, уточнены контуры тела по динамическому анализу 3Д и возможное распределение в этих телах коллекторов и покрышек, то на этом этапе решается ключевая задача поиска неантиклинальных залежей – возможная аккумуляция в этих ловушках углеводородов и их сохранность в течение геологического времени. Проводится анализ таких параметров как: уплотнение пород в течении геологической истории и тектонических движений, движение тепла в разрезе, термическое разложение органического вещества и крекинг жидких УВ, приводящее к образованию УВ, миграция углеводородов и заполнение ловушек и т.д. В большинстве случаев прогнозы по результатам бассейнового моделирования подтверждаются бурением скважин (рисунок 13). Рассчитываются ресурсы структур с учетом геологических рисков и последующее ранжирование всех выделенных неантиклинальных тел в порядке ввода в поисково-разведочное бурение.

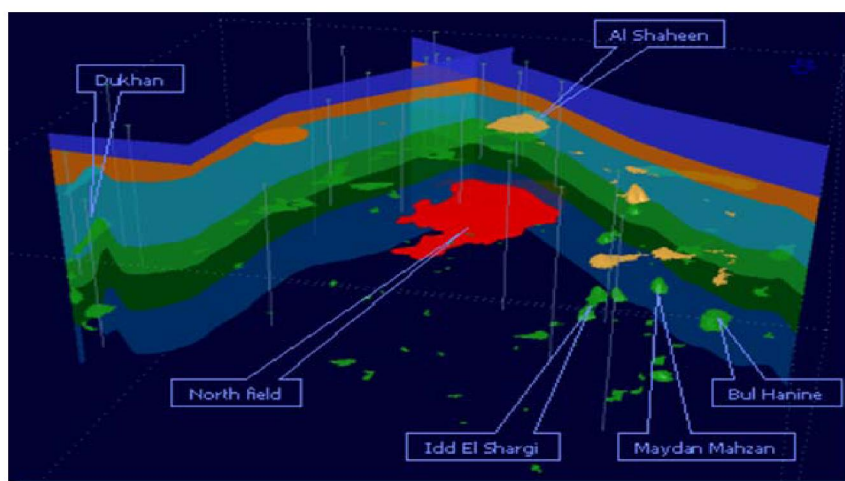


Рисунок 13 – Пример выделения перспективных структур по результатам бассейнового моделирования по нефтегазоматеринскому комплексу Ханифа (<http://www.zetaware.com/modeling.html>)

Далее необходимо оценить экономику проекта исходя из подсчитанных ресурсов по каждой НАЛ и в целом для портфеля перспективных структур. Это необходимо в связи с тем, что неантиклинальные ловушки ЮТБ характеризуются:

1. Небольшими размерами залежей, менее 2 км²;
2. Слабыми динамическими характеристиками продуктивных пластов (Рпл, Тпл, мощность);
3. Ограниченность запасов контурами отдельных скважин;
4. Разбросанность отдельных залежей на большие расстояния между собой (инфраструктура и логистика).

Основная часть извлекаемых запасов могут быть добыты в период опытно-промышленной эксплуатации (в процессе разведки и оценки) в силу вышеотмеченных факторов.

Наибольший экономический эффект (высокий NPV) достигается только в случае быстрого ввода выявленных залежей в ОПЭ и максимального извлечения запасов УВ из пластов в период разведки.

Итак, используемый комплекс методов поиска НАЛ поэтапно должно выглядеть следующим образом:

1. Отработка и структурная интерпретация высокоразрешающей сеймики 3Д-МОГТ;
2. Динамический анализ данных 3Д (AVO, инверсия, сейсмоатрибуты);
3. Седиментологический анализ;
4. Бассейновое моделирование;
5. Анализ рисков и расчет экономики;

Исходя из современного опыта проведения ГРП, только в случае обеспечения выполнения полного цикла аналитических работ перечисленных выше, можно обеспечить успешность открытия промышленных запасов УВ.

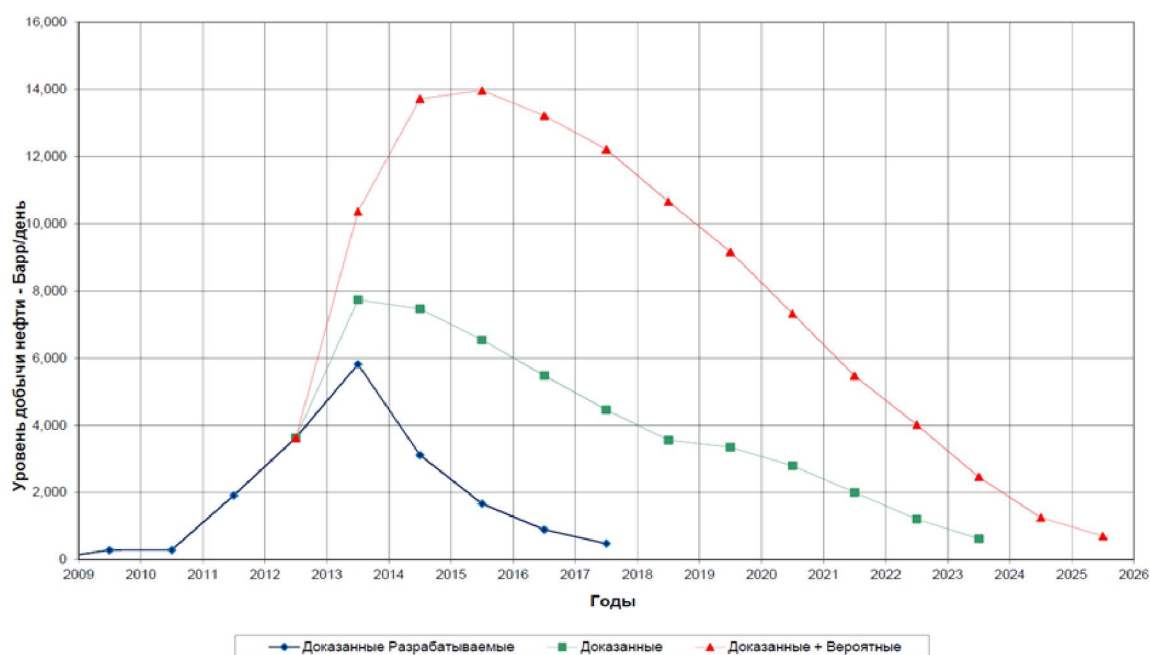


Рисунок 14 – Пример профиля добычи в группе НАЛ ЮТБ, где пик добычи приходится именно на период разведки и оценки

Основные выводы:

1. УВ потенциал ЮТБ все еще представляет экономический интерес с точки зрения открытия промышленных запасов нефти и газа;
2. Разнообразие встречаемых типов неантиклинальных ловушек в ЮТБ очень велико и не ограничено;
3. В силу своей уникальности и сложности геологического строения, ЮТБ стал на сегодня большим полигоном применения новейших технологий разведки и разработки нефтегазовых залежей (преимущественно иностранными компаниями);
4. При соблюдении названных в данной работе этапов аналитических работ, можно обеспечить высокий процент успешности геологоразведочных работ (до 90%);
5. Открытие новых промышленных запасов УВ даст большой толчок для экономического развития и обеспечения энергетической безопасности Кызылординской области и вообще юга Казахстана в целом.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х. Геология нефтегазоносных областей Казахстана (Геология и нефтегазоносность Южно-Тургайской впадины). – ИИА «АЙКОС», 1998.
- [2] Габриэлянц Г.А. Генетическая и морфологическая классификация неантиклинальных ловушек нефти и газа. – Тр. ВНИГНИ. – М., 1975.
- [3] Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2000.
- [4] Коновалов В.И., Говоров С.С., Яловенко В.И. Неантиклинальные ловушки в терригенных отложениях мела – новое направление поисково-разведочных работ. – М.: Недра, 1991.

REFERENCES

- [1] Zholdayev G.Zh., Paragulgov T.H. Geology of oil-and-gas areas of Kazakhstan (Geology and oil-and-gas content of the Southern Turgai hollow). IIA "AYKOS", 1998. (in Russ.).
- [2] Gabrielyants G.A. Genetic and morphological classification of non-anticlinal traps of oil and gas. W. VNIGNI. M., 1975. (in Russ.).
- [3] Gabrielyants G.A. Geology, searches and investigation of oil and gas fields. M.: Subsoil, 2000. (in Russ.).
- [4] Konovalov V.I., Govorov S.S., Yalovenko V.I. non-anticlinal traps in terrigenous deposits of chalk - the new direction of exploration. M.: Subsoil, 1991. (in Russ.).

**ОҢТҮСТІК-ТОРҒАЙ БАССЕЙНІНІҢ АРЫСҚҰМ БАТЫС БӨЛІМІ
ЖӘНЕ ЖІҢІШКЕҚҰМ ГРАБЕН-СИНКЛИНАЛЬДЕРІНДЕГІ АНТИКЛИНАЛЬДЫ ЕМЕС
ТҰТҚЫШТАРЫНЫҢ БОЛЖАМЫ**

Е. Болат, Д. Л. Бисенғалиев

«Кристалл Менеджмент» ЖШС, Алматы, Қазақстан

Тірек сөздер: грабен-синклинальдар, антиклиналь емес тұтқыштар, жинауыштар, жабындар, түпнегіз таужыныстары, көмірсутектер, ресурстар, Оңтүстік Торғай бассейні.

Аннотация. Оңтүстік Торғай бассейніндегі ең көп кездесетін антиклиналь емес жинаушылардың мысалдары қарастырылды және талданды. Антиклиналь емес жинаушыларды барлаудың бұрынғы және жаңа замандағы әдістері салғастырылды. Автор, антиклиналь емес жинаушыларды барлаудың бір топ тәсілдерін жүйелендіріп белгілі бір ретпен жүргізуге тырысты. Тек осындай кешенді тәсіл бойынша антиклиналь емес жинаушылар зерттелсе жоғарғы деңгейдегі геологиялық табыс және экономикалық жетістіктерге жетуге мұнай-газ компаниялары кепіл бола алады.

Поступила 28.04.2015 г.