

УДК 330.131:550.8:553.981/.982.2

**Поляков А.А.**ОАО «НК «Роснефть», Москва, Россия, [aapolyakov@rosneft.ru](mailto:aapolyakov@rosneft.ru)**Мурзин Ш.М.**ОАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия, [murzinsh@gmail.com](mailto:murzinsh@gmail.com)

## МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ АНАЛИЗА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ

*Предложена методика оценки вероятности успешности геологоразведочных проектов, основанная на оценке мультипликативного влияния критичных для формирования и сохранности залежей углеводородов факторов. Рассмотрены диапазоны вероятности для геологических объектов различной степени изученности.*

**Ключевые слова:** геологические риски, онтогенез УВ-систем, успешность геологоразведочных работ, вероятность, ранжирование проектов.

### Введение

Обобщение материалов по успешности проведения геологоразведочных работ (ГРР) показывает, что, в среднем, вероятность открытия месторождения составляет около 40% (рис. 1), причем лишь 70-80% открытий в дальнейшем вводятся в добычу как экономически эффективные [Ken Chew, 2005], поскольку любой геологоразведочный проект, помимо объективной неопределенности в отношении объема углеводородов, которые будут открыты, характеризуется геологическим и экономическим рисками.

Экономический риск подразумевает вероятность того, что разработка выявленных залежей окажется экономически неэффективной с учетом запасов УВ, дебитов эксплуатационных скважин, глубин залегания продуктивных отложений и т.д. и в настоящей работе не рассматривается.

Анализ геологических рисков представляет собой оценку мультипликативного влияния критичных для формирования и сохранности залежи углеводородов факторов. Как правило, выполняется она субъективно и предпосылок появления методов объективной количественной оценки риска пока нет, поскольку очень сложно оценить индивидуальное влияние совокупности факторов, приводящих к неудачам при проведении ГРР. Тем не менее, стандартизация методики оценки рисков полезна при сравнительном анализе и последующем ранжировании геологоразведочных проектов.

С начала масштабного применения методов оценки рисков в нефтегазовой геологии подготовлено огромное количество публикаций, посвященных данному вопросу, однако наиболее системной и полной, по нашему мнению, является работа, выполненная силами Координационного комитета по программам геологического исследования прибрежных и

морских территорий в Восточной и Юго-Восточной Азии (CCOP) [The CCOP Guidelines..., 2000]. Задачей настоящей публикации является адаптация методических рекомендаций изложенных в изданной этой организацией работе «Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects».

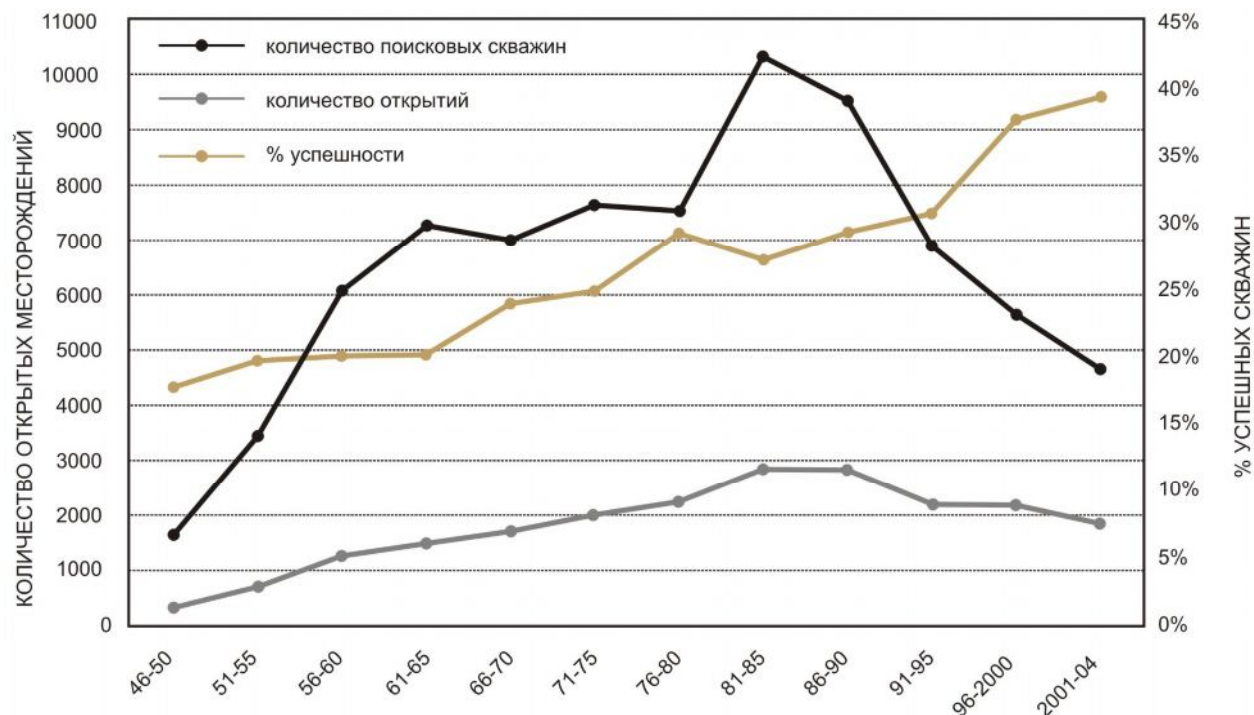


Рис. 1. Динамика показателей поискового бурения в мире (без США и Канады)  
[по Ken Chew, 2005]

### Элементы теории вероятности, используемые в работе

Современный анализ рисков в том виде, в каком он сейчас применяется в геологоразведке, использует методы статистики, теории вероятностей и теории полезности [Роуз, 2011].

Вероятность - количественная мера возможности осуществления события при наличии неопределенности, т. е. в ситуации, когда это событие характеризуется как возможное [Леонов, 1998]. Для определения степени возможности используется шкала вероятности от 0 до 1 (или в процентах - до 100%). Границы шкалы вероятности, т.е. точки 0 и 1, являются моментами, с достижением которых возможность перестает быть таковой, превращаясь в одном случае в невозможность, в другом - в действительность. Риск функционально зависит от вероятности (рис. 2а):

$$P = 1 - R \quad (1)$$

где P - вероятность данного события, R - риск невозникновения события:

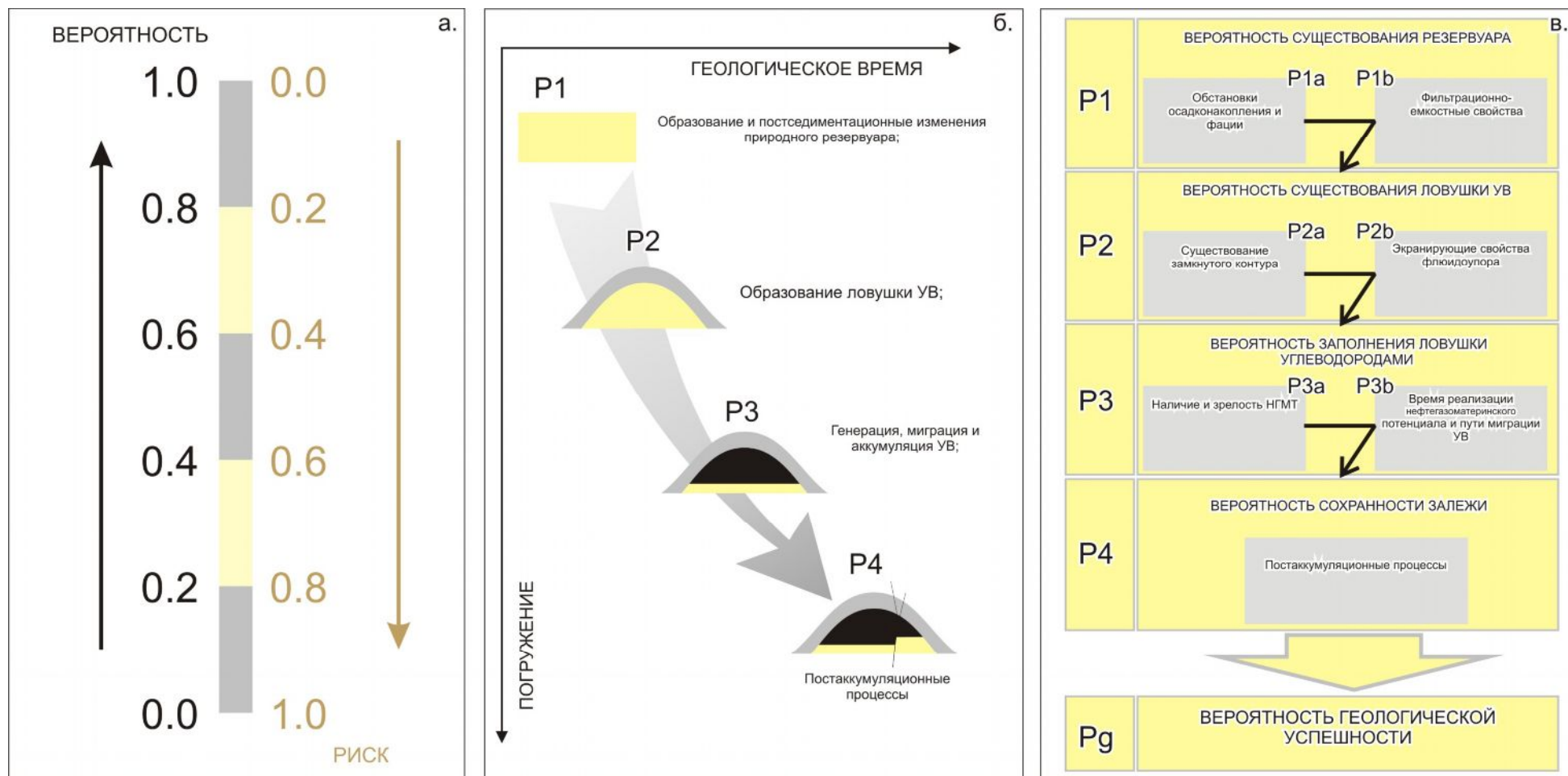


Рис. 2а. Риск, вероятность (а), онтогенез УВ-систем (б) и схема оценки Pg (в) [The CCOP Guidelines..., 2000, с изменениями]

Независимыми событиями А и В называются такие, если появление одного из них не изменяет вероятности появления другого [Эддоус, 1997], т.е. результаты обоих событий друг на друга не влияют (например - наличие природного резервуара не влияет на степень преобразованности нефтегазоматеринских толщ). Вероятность совместного наступления нескольких независимых событий равна произведению вероятностей этих событий:

$$P = P_a \cdot P_b \cdot \dots \cdot P_n \quad (2)$$

Это правило применяется при анализе геологических рисков перспективного объекта, причем вероятность геологической успешности здесь - мультипликативная величина, равная вероятности одновременной реализации по крайней мере четырех факторов (существования природного резервуара и ловушки УВ, заполнения ловушки углеводородами, сохранности залежи УВ);

Несовместимыми событиями А и В называются такие, если появление одного из них исключает появление другого [Щербакова, 2008]. Вероятность того, что произойдет какое-либо одно (безразлично какое) из нескольких несовместимых событий, равна сумме вероятностей этих событий:

$$P = P_a + P_b + \dots + P_n \quad (3)$$

Правило (3) используется, при оценке альтернативных вариантов, например при прогнозе фазового состава (нефть или газ будет доминирующей фазой в залежи), а также при работе с «деревом решений».

Вероятность того, что, по крайней мере, одно из двух (или обоих) независимых событий произойдет, может быть оценена, как риск, того, что ни одно из этих событий не произойдет [Лзакович и др., 2003]:

$$(1-P) = (1 - P_a) \cdot (1-P_b) \quad (4)$$

или

$$P = 1 - (1-P_a) \cdot (1-P_b)$$

Правило (4) используется, например, при оценке слабоизученных регионов (например, при оценке интегральной вероятности существования залежи при наличии 2-х и более потенциальных природных резервуаров или нефтегазоматеринских толщ).

Условная вероятность - вероятность одного события при условии, что другое событие уже произошло [Щербакова, 2008]. Условной вероятностью события А относительно события В называется величина:

$$P(a|b) = P(a,b)/P(b) \quad (5)$$

Это правило применяется при оценке рисков совокупности перспективных объектов, когда результаты геологоразведочных работ на одном из их непосредственно влияют на оценку потенциала нефтегазоносности прочих.

### **Оценка вероятности геологической успешности**

Наиболее часто встречаются два толкования термина вероятность – «объективная» и «субъективная» [Дулесов и др., 2012]. Под объективной (иногда называемой физической) вероятностью понимается относительная частота появления какого-либо события в общем объеме наблюдений.

Под субъективной вероятностью понимается мера уверенности некоторого человека или группы людей в том, что данное событие в действительности будет иметь место [Луцаевский и др., 2007].

Оценка вероятности геологической успешности ( $P_g$ ) выполняется как с привлечением объективных статистических данных по результатам выполненных геологоразведочных работ, так и путем интерполяции и экстраполяции параметров углеводородных систем на основе субъективных представлении о геологическом строении участка недр. Задачей геологов является максимизация доли объективной информации в оценке  $P_g$  путем сбора, анализа и обобщения геолого-геофизических данных. Естественно, значение  $P_g$ , по мере поступления новой информации, будет изменяться.

Оценка вероятности геологической успешности основана на принципе последовательного анализа независимых элементов онтогенеза УВ-систем (рис. 2б). К ним относятся:

- Образование и постседиментационные изменения резервуара;
- Образование ловушки УВ;
- Процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ;
- Постаккумуляционные процессы;

Соответственно, вероятность геологической успешности на конкретном объекте может быть оценена, согласно правилу (2):

$$P_g = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4,$$

где  $P_1$  - вероятность существования природного резервуара,  $P_2$  - вероятность существования ловушки УВ,  $P_3$  - вероятностью заполнения ловушки углеводородами и  $P_4$  - вероятность сохранности залежи УВ (рис. 2в).

### Исходные данные

В соответствии с требованием максимизации доли объективной вероятности, диапазон значений  $P_{1-4}$ , как и итогового значения  $P_g$  будет определяться:

- Качеством и плотностью геолого-геофизической информации;
- Адекватностью и детальностью геологических моделей (рис. 3).

КЛАСС ИНФОРМАЦИИ		Кондиционные данные	Ограниченные данные	Косвенные данные
ДАННЫЕ БУРЕНИЯ	Результаты испытаний	☑	☑	н/д
	Данные ГИС, ГДИС	☑	н/д	н/д
	Описание керна, ФЭС, ФХС	По результатам бурения на оцениваемой площади	По аналогии с соседними месторождениями	н/д, нет информации по аналогам
ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА	Структурные карты	Структурные построения выполнены по перспективному горизонту с учетом данных бурения	Структурные построения выполнены по конформно-залегающему горизонту	Структурные построения выполнены по неконформно-залегающему горизонту
	Литолого-фациальные карты	Количественный прогноз методами сейсморазведки	Качественный прогноз (сеймостратиграфия и др.)	Теоретическая региональная модель
	Моделирование УВ-систем	По данным, полученным в пределах оцениваемой площади	По осредненным данным	Теоретическая региональная модель
ПРОЧЕЕ	Прямые методы	В зависимости от успешности применения в регионе		
	Несейсмические технологии геофизики	В зависимости от успешности применения в регионе		

**Рис. 3. Классификация исходных геолого-геофизических данных**  
[The CCOP Guidelines..., 2000], с изменениями и дополнениями

Целесообразно классифицировать используемые при оценке  $P_{1-4}$  геолого-геофизические данные на три группы - кондиционные, косвенные и ограниченные, с присвоением каждой группе диапазона вероятности, характеризующего меру уверенности в используемой для оценки  $P_{1-4}$  геологической модели, то есть с учетом нарастающей (от кондиционных данных к косвенным) неопределенности.

При классификации особое внимание необходимо обращать на анализ результатов применения доказанно-эффективных в данных геологических условиях технологий ГРП (в том числе прямых) и методов интерпретации геолого-геофизической (в том числе несейсмической) информации.

### Вероятность существования резервуара - $P_1$

Породы, обладающие способностью вмещать флюиды (нефть, газ или воду) и отдавать их в процессе естественной разгрузки или при разработке, называются резервуарами или



коллекторами. Коллекторские свойства породы определяются, в основном, ее пористостью и проницаемостью, которые в свою очередь зависят от множества различных причин. Любая порода, которая содержит сообщающиеся поры, может считаться коллектором. В действительности же, почти все резервуары приурочены к неметаморфизованным осадочным породам, в основном к песчаникам, алевролитам, известнякам и доломитам. Глинистые породы, метаморфические сланцы, изверженные породы и пр., как известно из мирового опыта, становятся коллекторами только в исключительных условиях. Вероятность существования резервуара может быть оценена как совместная для двух независимых - вероятности распространения фаций, обладающих благоприятными коллекторскими свойствами и вероятности сохранности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в результате постседиментационных преобразований,  $P_1 = P_{1a} \cdot P_{1b}$ .

*Обстановки осадконакопления и фации -  $P_{1a}$*

При оценке значения  $P_{1a}$  важно то, что резервуары разного генезиса характеризуются различной (часто значительной) латеральной неоднородностью (рис. 4). Коллекторские свойства пород меняются на протяжении всей истории их существования в литогенезе, от момента осаднения в бассейне седиментации до начала метаморфизма. Тем не менее, емкостные и фильтрационные свойства пород коллекторов, определяющие их качество, формируются еще на ранних стадиях литогенеза – в седиментогенезе и раннем диагенезе.

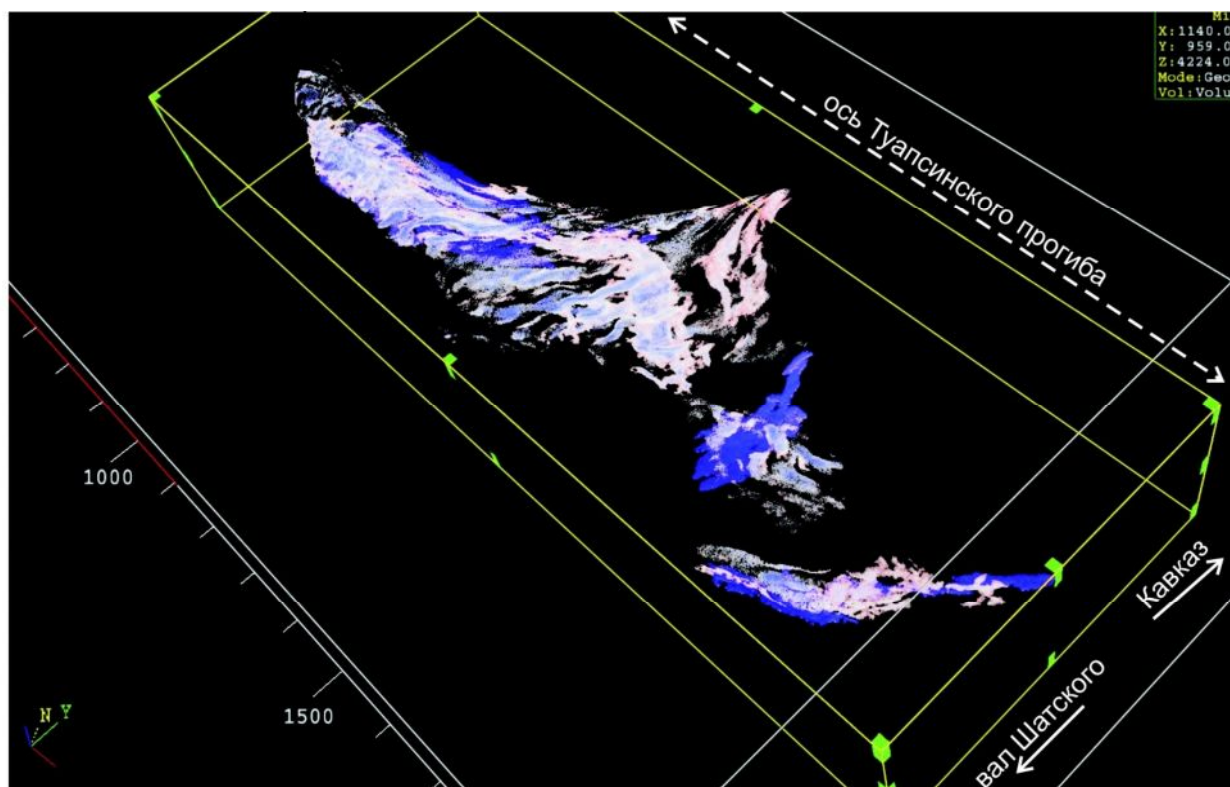


Рис. 4. Центральная часть фзнового комплекса (трехмерное изображение в кубе прозрачности), по О.А. Альмендингер и др., 2011

В целом, породы коллекторы с первоначально высокими емкостными и фильтрационными свойствами приурочены к выделенным А.П. Лисицыным уровням лавинной седиментации [Лисицин, 1988]. Вероятность  $P_{1a}$  может быть оценена на основе данных, представленных на рис. 5.

*Постседиментационные изменения в коллекторах -  $P_{1b}$*

В процессе своего погружения в зоны все большего воздействия повышенных температур и давлений породы коллекторы претерпевают существенные изменения. В целом породы подвергаются уплотнению и цементации, что уменьшает их поровое пространство и снижает коллекторские свойства. В общем случае для оценки вероятности сохранности ФЕС коллекторов вследствие постседиментационных процессов рекомендуется использование диапазонов значений, представленных на рис.6.

Однако на фоне негативных изменений ФЕС имеют место процессы, которые локально улучшают коллекторские свойства (рис. 7). К этим процессам относятся, прежде всего, частичное растворение или выщелачивание первичного цемента, а иногда и обломочных зерен, с образованием каверн и крупных полостей, частичная перекристаллизация пород с возникновением микротрещиноватости и т.п. На этом этапе часто формируется новый тип коллектора – трещинный. Трещинные коллекторы могут развиваться в любых типах пород, даже в тех, которые вообще не обладали первичной пористостью. Оценка вероятности  $P_{1b}$  в этом случае может быть оценена на основании фактических данных по вскрытию и опробованию коллекторов такого типа на изучаемой территории.

*Вероятность существования ловушки углеводородов -  $P_2$*

Ловушка - это часть резервуара, в которой устанавливается равновесие между силами, вызывающими перемещение углеводородов в породах (гравитационными и гидродинамическими) и препятствующими перемещению силами [Баженова и др., 2000]. Противодействие перемещению флюидов оказывает флюидоупор, которым чаще всего являются непроницаемые породы.

Границей ловушки является замкнутый субгоризонтальный контур, конфигурация которого определяется геометрией:

- подошвы верхнего и кровли нижнего флюидоупора;
- латеральных флюидоупоров (экранов), разделяющих резервуар на изолированные в гидродинамическом отношении блоки.



ПОЛНОТА ДАННЫХ		Кондиционные данные		Ограниченные данные	Косвенные данные
ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ		проксимальные отложения	дистальные отложения		
МОРСКИЕ	Мелководно -морские	0.9-1.0	0.7-0.8	0.6-0.7	0.4-0.6
	Прибрежные , дельтовые , приливно-отливные	0.8-1.0	0.7-0.8	0.6-0.7	0.4-0.6
	Конусы выноса	0.7-0.8	0.5-0.6	0.3-0.5	0.1-0.3
	Шельфовые карбонаты	0.7-0.8	0.5-0.6	0.3-0.5	0.1-0.3
	Рифы	0.8-1.0		0.5-0.7	0.3-0.5
КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ	Озерные	0.7-0.9	0.5-0.7	0.4-0.6	0.3-0.5
	Речные	0.7-0.9	0.5-0.7	0.4-0.7	0.3-0.6
	Эоловые (дюны и.т.д.)	0.8-1.0		0.3-0.5	0.4-0.6
ПРОЧИЕ	Кора выветривания фундамента	0.4-0.6		0.2-0.4	0.1-0.3
	Эффузивные	0.4-0.6		0.2-0.4	0.1-0.3

Рис. 5. Обстановки осадконакопления и фации – P<sub>1a</sub> [The CCOP Guidelines..., 2000, с изменениями]

ПОЛНОТА ДАННЫХ		Кондиционные данные		Ограниченные данные	Косвенные данные
ГЛУБИНА ЗАЛЕГАНИЯ		Проксимальные отложения	Дистальные отложения		
1-3 КМ	"Чистые", однородные коллекторы	0.9-1.0	0.8-0.9	0.7-0.8	0.6-0.7
	Смешанные (с глинистой или ПШ составляющей) коллекторы	0.8-1.0	0.7-0.8	0.6-0.7	0.4-0.6
3-4 КМ	"Чистые", однородные коллекторы	0.8-0.9	0.7-0.8	0.5-0.7	0.4-0.5
	Смешанные (с глинистой или ПШ составляющей) коллекторы	0.7-0.9	0.6-0.7	0.5-0.6	0.3-0.5
>4 КМ	"Чистые", однородные коллекторы	0.7-0.9	0.5-0.7	0.4-0.6	0.3-0.5
	Смешанные (с глинистой или ПШ составляющей) коллекторы	0.6-0.9	0.3-0.5	0.2-0.4	0.1-0.3

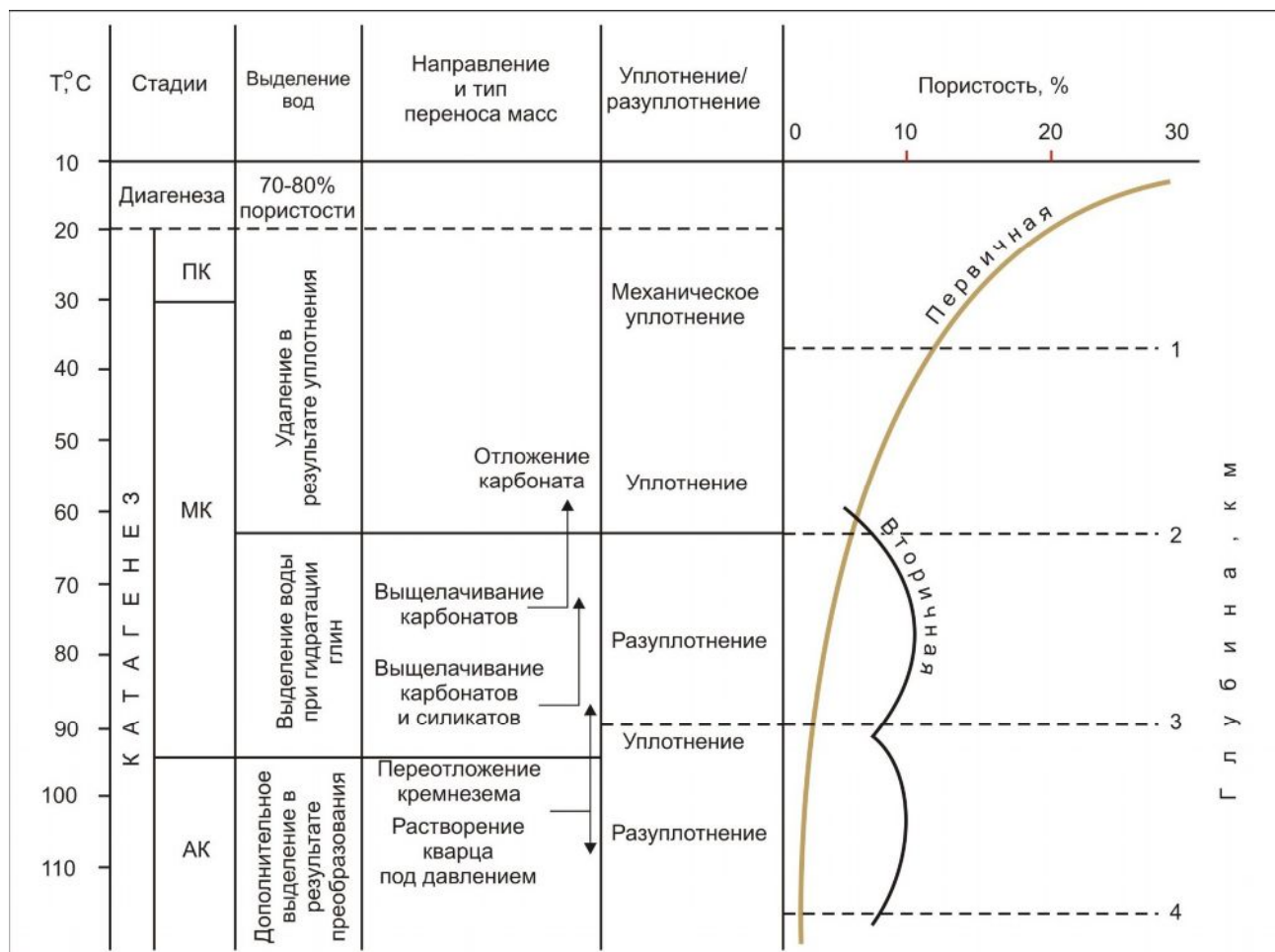
**Рис. 6. Сохранность фильтрационно-емкостных свойств –  $P_{1b}$**   
 [The CCOP Guidelines..., 2000, с изменениями]

Отсюда, вероятность существования ловушки может быть рассчитана как  $P_2 = P_{2a} \cdot P_{2b}$ , где  $P_{2a}$  - вероятность существования структуры замкнутого контура,  $P_{2b}$  - вероятность существования флюидоупора и его компетентность (качество).

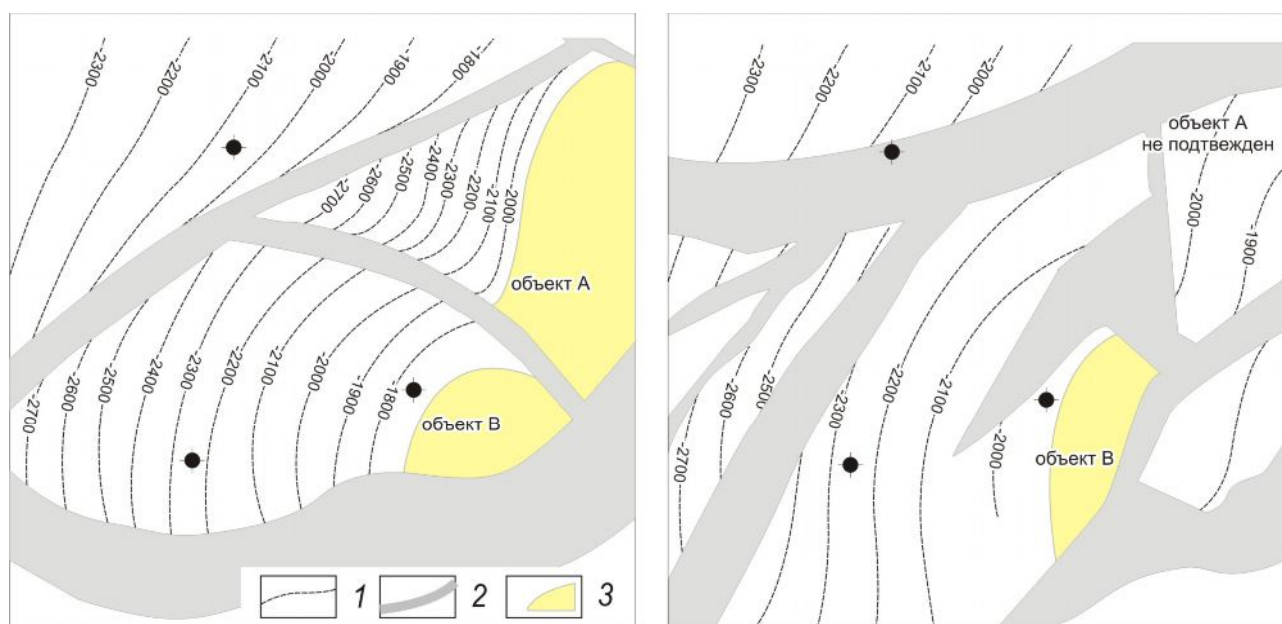
#### *Существование замкнутого контура - $P_{2a}$*

Геометрия замкнутого контура восстанавливается, как правило, по данным бурения и сейсморазведки, причем как на конфигурацию, так и непосредственно на вероятность существования ловушки влияют: плотность сети наблюдений и степень сложности перспективного объекта (рис. 8).

Поскольку отражающий сейсмический горизонт редко оказывается приуроченным к подошве флюидоупора и характеризует иную геологическую границу, важно установить, насколько эти поверхности конформны, то есть решить вопрос о соотношении их структурных планов. Расхождение структурных планов на отдельных участках (которые могут оказаться не охарактеризованными бурением) нередко достаточно для того, чтобы пропустить локальные положительные формы и связанные с ними поисковые или, наоборот, закартировать несуществующие поднятия.



**Рис. 7. Схема основных процессов перемещения вещества в породах и уровни образования разуплотнения и вторичной пористости, по О.К. Баженой и др., 2000**



**Рис. 8. Изменение конфигурации перспективных объектов после уплотнения сейсморазведки МОГТ 2D с 0,5 (а) до 1,1 (б) пог. км/км<sup>2</sup>**

1 – изогипсы кровли перспективного горизонта; 2 – дизъюнктивные дислокации – латеральные флюидоупоры; 3 – перспективные объекты.

По типу экранирования разделяют сводовые ловушки, не осложненные латеральными флюидоупорами (экранами) и несводовые. Несводовые ловушки осложнены экранами:

- литологическими;
- стратиграфическими;
- тектоническими.

При этом под литологическими экранами понимаются зоны замещения коллекторов синхронными непроницаемыми или слабопроницаемыми разностями, а также границы линзовидных или шнурковых тел, сложенных проницаемыми породами и размещенных в непроницаемых толщах [Славкин, 1999].

Стратиграфические экраны связываются как с выклиниванием проницаемых отложений, так и со срезанием их поверхностями несогласия, выше которых залегают непроницаемые породы [Гусейнов и др., 1988].

Тектонические экраны связываются как с контактом коллекторов с непроницаемыми породами по поверхностям дизъюнктивных дислокаций, так и с разнообразными вторичными процессами, проходящими в плоскости тектонических нарушений [Еременко, 1996].

Вероятность  $P_{2a}$  может быть оценена на основе данных, представленных на рис. 9.

*Вероятность существования флюидоупора -  $P_{2b}$*

Покрышками (флюидоупорами) называются породы, имеющие исключительно низкую проницаемость и способные удерживать залежи нефти и газа при значительных избыточных давлениях в залежи. Покрышки являются важнейшим элементом нефтяной системы и частью природного резервуара. Они во многом контролируют процессы флюидной миграции внутри бассейна, и обеспечивают аккумуляцию и сохранность УВ залежей внутри ловушек. Покрышками в принципе могут быть любые породы, обладающие аномально низкой проницаемостью и мощностью, достаточной для удержания УВ скопления, хотя в природе, в подавляющем большинстве случаев, в качестве покрышек выступают глинистые породы и соленосные толщи [Бакиров, 1987]. Последние являются практически идеальными покрышками, которые способны удерживать в течение длительного геологического времени не только нефть, но и крупные газовые скопления при аномально высоких пластовых давлениях. Практически во всех бассейнах, где имеются отложения соли, под ней формируются залежи нефти и газа.

ПОЛНОТА ДАННЫХ		3D сейсморазведка	2D сейсморазведка		
СТЕПЕНЬ СЛОЖНОСТИ			Плотность > 2 пог.км/ км2	Плотность > 1 пог.км/ км2	Плотность < 1 пог.км/ км2
ЛАТЕРАЛЬНАЯ ОДНОРОДНОСТЬ СКОРОСТЕЙ	Пликативные структуры	0.9-1.0	0.9-1.0	0.8-1.0	0.7-0.9
	Осложненные разломами структуры	0.7-0.9	0.6-0.9	0.5-0.8	0.4-0.7
	Малоамплитудные (до 15 м) структуры	0.6-0.8	0.5-0.8	0.4-0.7	0.3-0.6
ЛАТЕРАЛЬНАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ СКОРОСТЕЙ	Пликативные структуры	0.8-0.9	0.7-0.9	0.6-0.8	0.5-0.7
	Осложненные разломами структуры	0.6-0.8	0.5-0.7	0.4-0.6	0.3-0.5
	Малоамплитудные (до 15 м) структуры	0.4-0.6	0.3-0.5	0.2-0.4	0.1-0.3

**Рис. 9. Вероятность существования замкнутого контура –  $P_{2a}$  [The CCOP Guidelines..., 2000, с изменениями]**

*Структурные построения выполнены по перспективному горизонту – среднее или максимальное значения.*

*Структурные построения выполнены по конформно-залегающему горизонту - минимальное значение.*



Глинистые покрывки распространены значительно шире и в том или ином количестве встречаются в подавляющем большинстве бассейнов мира. Качество глинистых покрывок зависит от их минерального состава (каолинит и монтмориллонит обладают лучшими изолирующими свойствами, чем гидрослюда), степени пластичности (катагенетической преобразованности), терригенных примесей, мощности и т.д.. Распространены также карбонатные покрывки, представленные в основном кристаллическими известняками с той или иной примесью глин, смешанные карбонатно-глинистые и глинисто-карбонатные покрывки, такие как мергели, глинистые известняки, известковые глины.

Вероятность существования флюидоупора ( $P_2b$ ) может быть оценена с учетом материалов, представленных на рис. 10.

КАЧЕСТВО ФЛЮИДОУПОРА		Очень хорошее	Хорошее	Приемлемое
ТИП ЛОВУШКИ				
СВОДОВЫЕ (АНТИКЛИНАЛЬНЫЕ ) ЛОВУШКИ		0.9-1.0	0.8-1.0	0.6-0.8
НЕСВОДОВЫЕ (НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫЕ ) ЛОВУШКИ	Тектонически экранированные	0.6-0.8	0.5-0.6	0.3-0.5
	Литотогически экранированные	0.6-0.8	0.5-0.7	0.4-0.6
	Стратиграфически - экранированные	0.4-0.5	0.3-0.5	0.2-0.4
ЛИТОЛОГИЯ ФЛЮИДОУПОРА				
ЭВАПОРИТЫ		☑		
РЕГИОНАЛЬНО-ВЫДЕРЖАННЫЕ ГЛИНЫ И АРГИЛЛИТЫ , ГЛИНИСТО -КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ			☑	
ЛОКАЛЬНО РАЗВИТЫЕ ИЛИ МАЛОМОЩНЫЕ ГЛИНЫ И ГЛИНИСТО КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ , ГЛИНИСТЫЙ АЛЕВРОЛИТ .				☑

**Рис. 10. Вероятность существования флюидоупора -  $P_2b$**

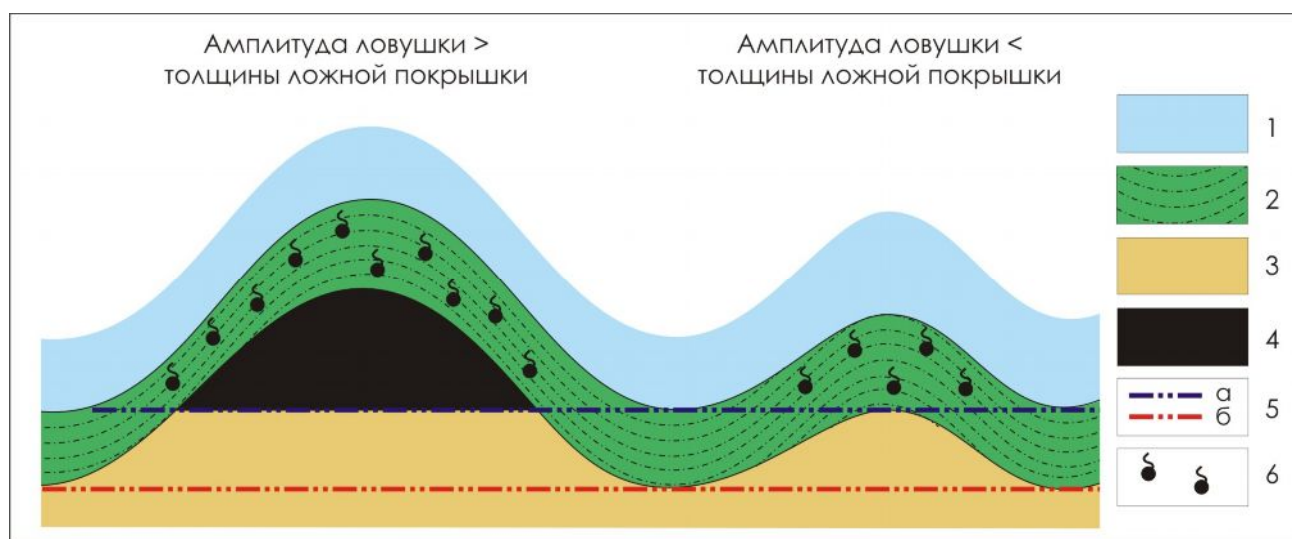
[The CCOP Guidelines..., 2000, с изменениями]

### *Трехчленный резервуар*

Известно, что природные резервуары и связанные с ними ловушки, образованные сочетанием пород-коллекторов и пород-флюидоупоров, в определенных условиях могут представлять собой сложные трехчленные системы: коллектор - ложная покрывка - флюидоупор [Ильин, 1982].

Текстурные особенности пород, слагающих ложную покрывку (наличие сообщающихся трещин, плитчатой отдельности, сланцеватости), делают ее флюидопроводящей, неспособной экранировать залежи нефти и газа. В силу данных обстоятельств ложную покрывку можно рассматривать как квазиколлектор и часть залежи. При этом ничтожная емкость таких пород, обусловленная чаще всего трещиноватостью, вмещает незначительный (непромышленный) объем УВ [Хитров и др., 2002].

Наличие флюидопроводящей ложной покрывки между кровлей коллектора и истинной покрывкой существенно меняет представление о строении ловушки, ее объеме и значении  $P_2$  (рис. 11).



**Рис. 11. Схематическое строение нефтяной залежи в трехчленном резервуаре** [Поляков, 2011]  
 1 – покрывка, истинный флюидоупор; 2 – ложная покрывка; 3 – коллектор; 4 – залежь нефти; 5 – положение ВНК: а – фактическое, б – ожидаемое; б – нефтепроявления в ложной покрывке.

#### *Вероятность заполнения ловушки углеводородами - $P_3$*

Оценка вероятности заполнения ловушки, по сути, представляет собой оценку вероятности наступления критического момента – периода геологического времени, в который произошла генерация, миграция и аккумуляция большей части углеводородов данной УВ системы.

Вероятность заполнения может быть рассчитана как  $P_3 = P_{3a} \cdot P_{3b}$ , где  $P_{3a}$  – вероятность наличия нефтегазоматеринских толщ и их зрелости,  $P_{3b}$  – вероятность наличия благоприятных условий для миграции УВ в ловушки.

#### *Наличие и зрелость нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) - $P_{3a}$*

Нефтегазоматеринскими называются отложения, обогащенные органическим веществом (ОВ), которые в процессе литогенеза (под воздействием температуры, давления и

времени) генерируют жидкие и газообразные углеводороды, способные к миграции и формированию залежей.

Количество и тип УВ (газообразные или жидкие), которые способна произвести нефтегазоматеринская толща, зависят не только от количества ОВ, содержащегося в данной толще, но и от его качества. Обычно выделяют три типа ОВ (керогена): сапропелевое, гумусовое и смешанного типа. Важно отметить, что все три типа ОВ способны генерировать как газообразные, так и жидкие УВ в различных пропорциях, в зависимости от химического состава и степени преобразованности ОВ (этапа литогенеза), конкретных температур и давлений, воздействующих на ОВ в процессе такой генерации.

Литологический спектр пород, слагающих нефтегазоматеринские отложения, достаточно широк. При прочих равных условиях для сохранности ОВ в седиментогенезе и диагенезе наиболее благоприятны осадки пелитовой размерности, так как огромным количеством исследований установлено, что обогащенность осадочных пород рассеянным ОВ находится в прямой зависимости от количества глинистой примеси. Кремнистые породы также нередко бывают обогащены сапропелевым ОВ, в особенности их глинистые разности (глинистые силициты). Источником ОВ в них являются планктонные водоросли с кремнистым скелетом. При достаточном количестве ОВ захороненного в этих отложениях они могут быть отнесены к категории нефтематеринских [Баженова и др., 2000].

Оценка вероятности наличия и зрелости нефтегазоматеринских пород ( $P_{3a}$ ) проводится с учетом материалов, представленных на рис. 12.

#### *Время реализации нефтегазоматеринского потенциала и пути миграции УВ - $P_{3b}$*

Под миграцией углеводородов понимается перемещение их в осадочных толщах (рис. 13). Миграция обусловлена гравитационными или гидродинамическими факторами. Пути миграции служат поры и трещины, а также поверхности стратиграфических несогласий и разрывных нарушений.

Различают внутрирезервуарную и межрезервуарную миграцию. Как внутрирезервуарная, так и межрезервуарная миграции могут осуществляться в латеральном (вдоль поверхности резервуара) направлении либо в вертикальном (нормально к напластованию).

ФАЦИИ ОБ		Ограниченные морские или озерные условия с концентрированным сапропелевым ОБ	Смешанные морские или озерные условия с рассеянным сапропелевым ОБ	Дельтовые условия с преимущественно гумусовым ОБ
ДОСТОВЕРНОСТЬ				
Доказанные НМТ	Зрелое ОБ	0.9-1.0	0.8-1.0	0.8-0.9
	Перезрелое ОБ	0.5-0.8	0.4-0.7	0.4-0.6
	Недозрелое ОБ	0.4-0.6	0.3-0.6	0.3-0.5
Вероятные НМТ	Зрелое ОБ	0.8-0.9	0.7-0.9	0.7-0.8
	Перезрелое ОБ	0.4-0.6	0.3-0.6	0.3-0.5
	Недозрелое ОБ	0.3-0.5	0.3-0.4	0.2-0.4
Гипотетические НМТ	Зрелое ОБ	0.7-0.8	0.6-0.8	0.6-0.7
	Перезрелое ОБ	0.3-0.5	0.2-0.5	0.2-0.4
	Недозрелое ОБ	0.2-0.4	0.1-0.3	0.1-0.2

Рис. 12. Наличие и зрелость нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) - Р<sub>3а</sub>

[The CCOP Guidelines..., 2000, с изменениями]

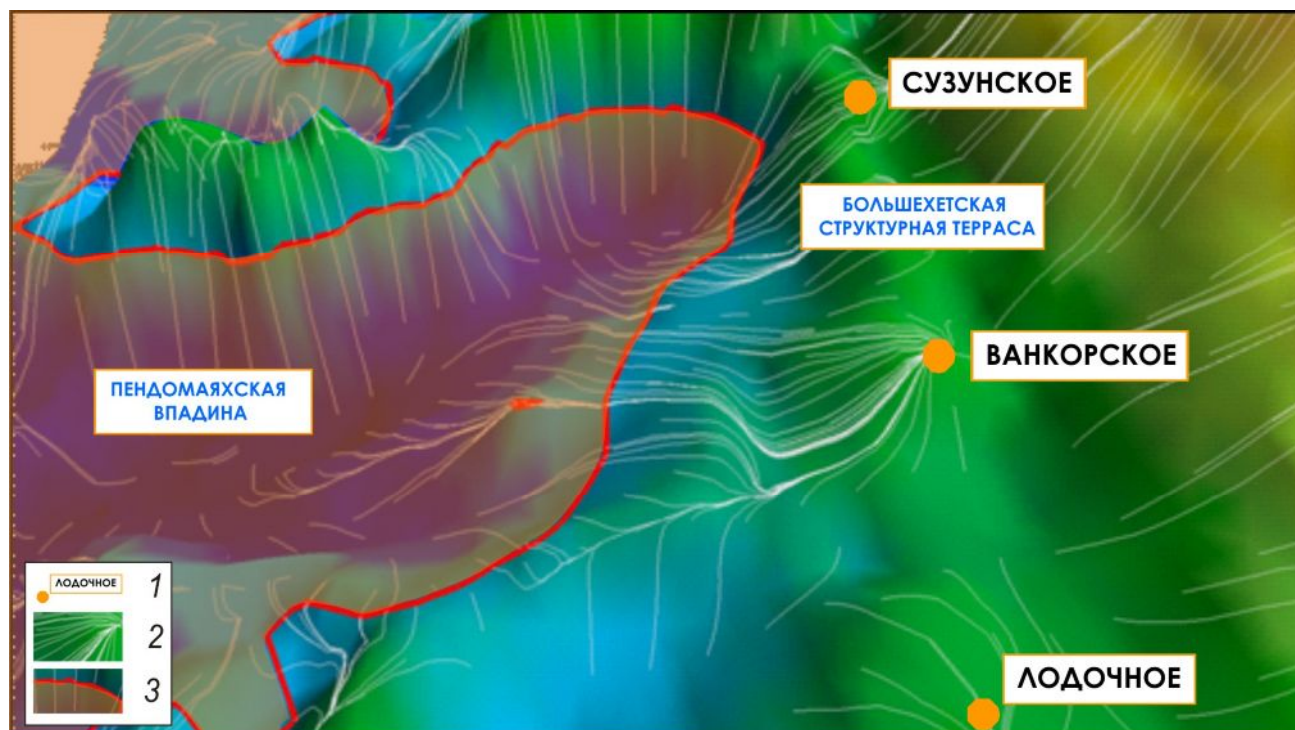
Содержание *Сорг* > 1% (среднее или максимальное значения).

Рис. 13. Направления миграции УВ при формировании месторождений Большехетской террасы

1 – месторождения УВ; 2 – направления миграции УВ, 3 – очаг газообразования.



По масштабам движения миграция различается на дальнюю (региональную), контролируемую соотношением в пространстве приуроченных к крупным тектоническим элементам I-III порядка зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления, и локальную, контролируемую, соответственно, локальными структурами. Огромное влияние на формирование залежей оказывают барьеры на пути миграции УВ, которые могут быть связаны как с региональными разломами, так и с ловушками ближнего к очагу эшелона [Бакиров, 1987].

В отдельных случаях залежи могут образовываться «in situ». Это возможно, если нефтегазоматеринские породы содержат линзы проницаемых пород. Образовавшиеся нефть и газ попадают в изолированные коллекторы и там сохраняются.

Существует прямая связь между временем возникновения ловушек и нефтегазоносностью. Если процессы образования и миграции УВ завершились до образования ловушек, то, естественно, ловушки не будут заполнены УВ, либо содержать незначительные скопления. Вероятность существования наличия благоприятных условий для миграции УВ в ловушки ( $P_{3b}$ ) может быть оценена с учетом материалов, представленных на рис. 14.

ВРЕМЕННОЕ СООТНОШЕНИЕ	Ловушка сформирована до начала миграции углеводородов	Формирование ловушки и начало миграции углеводородов совпадают во времени	Ловушка сформировалась к моменту, когда нефтематеринские толщи вышли из главной зоны нефтегенерации
МИГРАЦИЯ			
Локальная миграция	0,9-1,0	0,4-0,8	0,1-0,4
Латеральная миграция без барьеров	0,8-0,9	0,4-0,7	0,1-0,3
Латеральная миграция с барьерами	0,5-0,8	0,2-0,5	0,1-0,3
Вертикальная миграция без барьеров	0,7-0,9	0,3-0,6	0,1-0,3
Вертикальная миграция с барьерами	0,4-0,6	0,2-0,4	0,1-0,2
Миграция на дальние расстояния	0,4-0,6	0,2-0,4	0,1-0,2
Ловушки в стороне от путей миграции	0,2-0,4	0,1-0,3	0,1

**Рис. 14. Время реализации нефтегазоматеринского потенциала и пути миграции УВ -  $P_{3b}$**   
[The CCOP Guidelines..., 2000, с изменениями]



*Вероятность сохранности залежи-Р<sub>4</sub>*

Процессам, обеспечивающим образование УВ и концентрацию их, противостоят процессы, стремящиеся механически, физически, химически и биохимически уничтожить сформировавшуюся или формирующуюся залежь [Высоцкий, 1986].

Все процессы, способствующие или приводящие к разрушению скоплений УВ можно свести к двум основным группам:

- геологические, связанные с изменением геологической обстановки в нефтегазоносном районе и условий консервации УВ;
- генетические, воздействующие на содержимое залежи, в результате чего залежь меняет свой первоначальный состав, превращаясь в скопление иного физического состояния и химического состава.

Изменение геологических условий существования залежей, связанное с перестройкой структурного плана после завершения генерации УВ, нарушением целостности ловушки дизъюнктивными дислокациями различного характера или диапиризмом может привести к её разгерметизации и уничтожению залежи.

Генетические (химические и биохимические) процессы разрушения скоплений нефти и газа наиболее энергично протекают в зоне гипергенеза, превращая нефть в мальту или в асфальт. Этот процесс не всегда сопровождается полным уничтожением залежи нефти, однако всегда ведет к негативному изменению добычных характеристик, в частности - к повышению вязкости и плотности.

Вероятность сохранности залежи может быть оценена с учетом материалов, представленных на рис. 15.

ДОСТОВЕРНОСТЬ ДАННЫХ		Вероятные	Доказанные
ПОСТАККУМУЛЯЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ			
НЕТ АКТИВНОСТИ	Нет тектонической активности после аккумуляции	0,9-1,0	0,8-1,0
	Неглубокие ловушки, возможна биодеградация	0,8-0,9	0,4-0,7
ЭРОЗИЯ	Ловушки, связанные с генерирующими толщами	0,7-0,9	0,3-0,6
	Ловушки, не связанные с генерирующими толщами	0,5-0,8	0,2-0,5
РАЗЛОМЫ ВТОРИЧНОЙ АКТИВИЗАЦИИ	Сжатие и сдвига-сжатие	0,5-0,7	0,4-0,5
	Растяжение и сдвига-растяжение	0,4-0,6	0,3-0,4

**Рис. 15. Вероятность сохранности залежи – Р<sub>4</sub>** [The CCOP Guidelines..., 2000, с изменениями]

*Прямые признаки УВ-насыщения*

В настоящее время непрерывно совершенствуются известные и разрабатываются инновационные технологии прямых поисков залежей нефти и газа методами сейсморазведки, электроразведки, геохимической съемки и т. д.

Возможность применения сейсморазведки для «прямого» прогноза нефтяных и газовых залежей наиболее обоснована как теоретически, так и практически и основана на следующих поисковых признаках:

- наличии отражения от горизонтальных контактов - ВНК, ГВК, ГНК - на фоне наклонных геологических границ;
- увеличении коэффициента поглощения сейсмических волн газовыми и нефтяными залежами.

Вследствие этого, часто, выявленные антиклинальные, литологические и стратиграфические ловушки характеризуются различными аномалиями сейсмической записи, которые в ряде случаев могут служить индикаторами углеводородного насыщения, например «провисанием» осей синфазности с формированием субгоризонтальных отражений, изменением амплитуд (рис. 16а).

Согласно существующим представлениям, вертикальная миграция углеводородов из залежи к дневной поверхности приводит к образованию аномальных содержаний метана и его гомологов, которые также могут являться «прямыми» признаками нефтегазоносности недр. Выходы жидкой нефти или пропитанных нефтью пород, твердых битумов, а в некоторых случаях наличие «газовых труб» на временных разрезах (рис. 16б) можно рассматривать как признаки продуктивности глубинной части разреза.

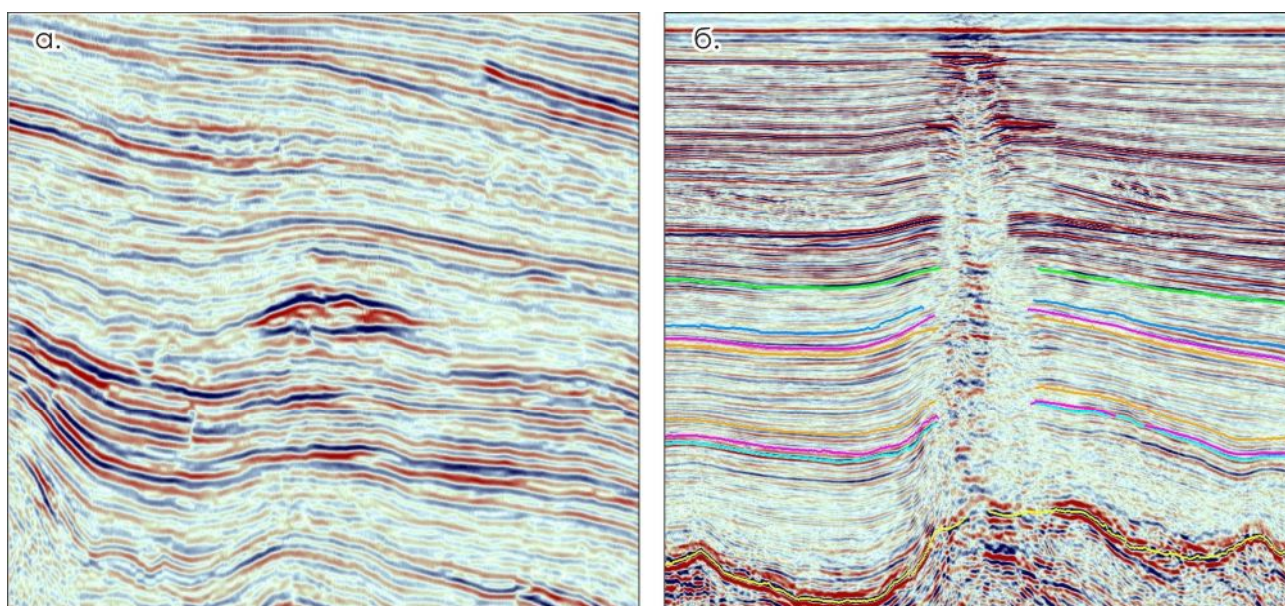


Рис. 16. Аномалии сейсмической записи типа «яркое пятно» (а) и «газовая труба» (б)

Результаты анализа прямых признаков УВ (в случае доказанной для данного региона эффективности применения) могут быть использованы в качестве повышающего коэффициента при оценке вероятности:

- существования ловушки УВ ( $P_2$ );
- заполнения ловушки углеводородами ( $P_3$ );
- сохранности залежи УВ ( $P_4$ );

а также могут быть приняты к сведению при оценке вероятности существования природного резервуара ( $P_{1a}$ ).

### Условная вероятность

Обычно выполняется оценка суммарного углеводородного потенциала не единичного перспективного объекта, а их совокупности, например в границах лицензионного участка недр. Предположим что, в его пределах выявлено 5 перспективных объектов (рис. 17). Исходя из предположения, что факторы  $P_{1-4}$  для объектов независимы, и в соответствии с правилом (4), вероятность одно из пяти открытий (на начало проведения геологоразведочных работ) может быть оценена как риск того, что ни одного открытия не произойдет:

$$Pg^{(1-5)} = 1 - ((1-Pg^1) (1-Pg^2) (1-Pg^3) (1-Pg^4) (1-Pg^5)),$$

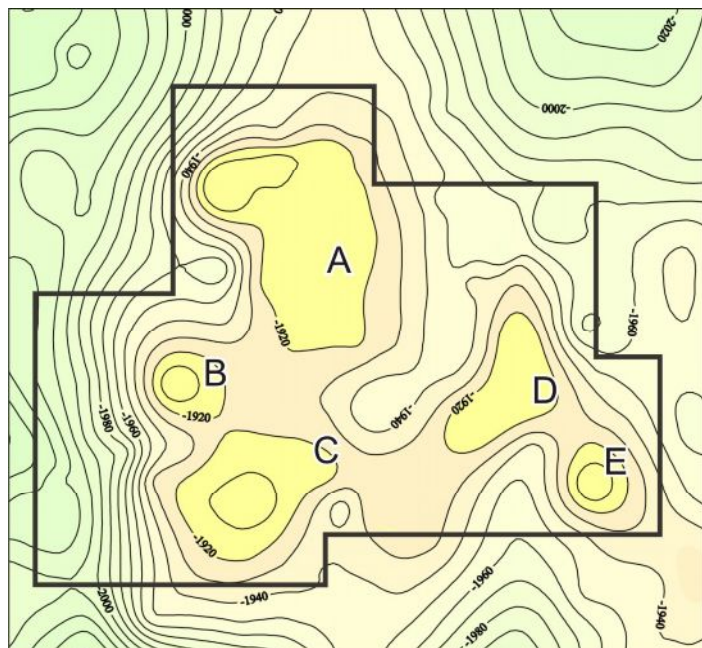
Предположим также, что  $Pg^1=Pg^2=Pg^3=Pg^4=Pg^5=0.5$  (50%). Тогда вероятность открытия по крайне мере одного месторождения составит 97 %. Это очень высокое значение, в тоже время необходимо отметить, что вероятность геологической успешности для всех пяти объектов крайне низкая и равна 0,03 (3%).

Однако в большинстве случаев факторы  $P_{1-4}$  для подобных объектов взаимосвязаны и результаты бурения одного из группы перспективных объектов непосредственно влияют на оценку потенциала нефтегазоносности прочих. В таком случае и используется понятие условной вероятности.

Целесообразно разделить факторы  $Pg$  на общие для совокупности перспективных объектов -  $P(S)$  и независимые  $P(X|S)$ . Общим фактором геологической успешности может быть вероятность существования природного резервуара ( $P_1$ ), или вероятность наличия и зрелости НГМТ ( $P_{3a}$ ). Независимым фактором часто, в силу неравномерной изученности, является вероятность существования ловушки УВ ( $P_3$  или  $P_{3a}$ ). Тогда для любого перспективного объекта  $X$ ,

$$Pg^X = P(S) \cdot P(X|S) \quad (6)$$





Факторы Рg		перспективные объекты				
		A	B	C	D	E
P1a	Обстановки осадконакопления и фации	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
P1b	Фильтрационно-емкостные свойства	0,6	1,0	0,5	0,8	0,9
P2a	Существование положительной структуры	1,0	0,9	0,9	0,7	0,6
P2b	Экранирующие свойства флюидоупора	0,9	0,9	0,8	1,0	1,0
P3a	Наличие и зрелость НГМТ	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
P3b	Время реализации нефтегазоматеринского потенциала и пути миграции УВ	1,0	0,8	0,9	0,8	0,8
P4	Постаккумуляционные процессы	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
P(X)	Вероятность геологической успешности для объекта X	0,302	0,363	0,181	0,251	0,242
P(S)	Общие факторы	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
P(X S)	Прочие независимые факторы	0,54	0,648	0,324	0,448	0,432

Рис. 17. Перспективные объекты в границах лицензионного участка недр и оценка общих и независимых факторов геологического риска

В данном случае факторы  $P_{1a}$ ,  $P_{3b}$  и  $P_4$  являются общими,  $P(S)=0,56$ . Соответственно, диапазон индивидуальных значений  $P_g$  определяется независимыми факторами  $P_{1b}^x, P_2^x$  и  $P_{3b}^x$ .

Если мы предположим, что в результате проведения геологоразведочных работ на объекте А выявлено месторождение УВ, то вероятность геологической успешности для объектов В, С, D, Е возрастает, поскольку  $P(S)$  будет равен 1 (100%).

Если же (предположим) будет доказана бесперспективность объекта А, вероятность обнаружения залежи УВ в пределах объектов В, С, D и Е все же сохраняется, поскольку невозможно заранее определить причину неудачи - будет ли это влияние общих или же независимых факторов. В соответствии с правилами 5, 6 вероятность геологической успешности  $P(X|\bar{A})$  (для X - В,С,D и Е) может быть рассчитана следующим образом:

$$P(X|\bar{A}) = P(X, \bar{A})/P(\bar{A}) = P(X|S) \cdot P(S) \cdot P(\bar{A}|S)/P(\bar{A}) = P(X|S) \cdot P(S) \cdot (1-P(A|S))/(1-P(A))$$

Изменение условной вероятности в зависимости от результатов бурения перспективного объекта А графически может быть отображено в виде “дерева решений” (рис 18 а,б).

Аналогичная задача решается при оценке вероятности геологической успешности для перспективного объекта с несколькими потенциально продуктивными горизонтами. Предположим, что перспективы поискового объекта связаны с горизонтами А, В и С (рис. 18в).

В данном случае уверенности в существовании природного резервуара нет, в тоже время в случае открытия залежи в горизонте А, высока вероятность обнаружения залежи и в горизонте В, а также (хотя и меньшая - по причине меньшего значения  $P_{1a}$ ) в горизонте С. Прочие факторы  $P_g$  являются общими,  $P(S) = 0,4$ .

Значения  $P_g$  для горизонтов А, В и С составляют 0,28, 0,36 и 0,2 соответственно ( $P_{1a}^C < P_{1a}^A < P_{1a}^B$ ),  $P(B|A) = 0,9$ ,  $P(C|A)=0,5$  (6)

В случае предполагаемой бесперспективности резервуара А, условная вероятность геологической успешности для горизонтов В и С -  $P(B|\bar{A})$ ,  $P(C|\bar{A})$  может быть рассчитана в соответствии с правилом (6):

$$P(B|\bar{A}) = [P(B)-P(A) \cdot P(B|A)]/P(\bar{A}) = [0,36-(0,28 \cdot 0,9)]/(1-0,28) = 0,150$$

$$P(C|\bar{A}) = [P(C)-P(A) \cdot P(C|A)]/P(\bar{A}) = [0,20-(0,28 \cdot 0,5)]/(1-0,28) = 0,083$$



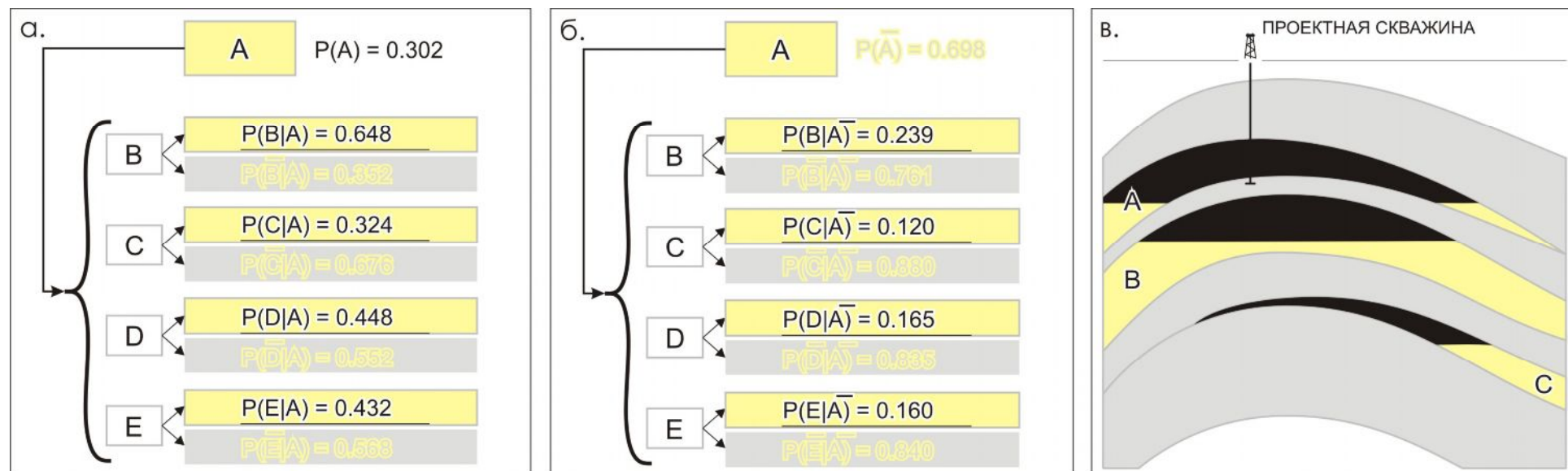


Рис. 18. «Дерево решений» для оценки условной вероятности  $X|A$  (а) и  $X|\bar{A}$  (б) для нескольких перспективных объектов и для объекта с несколькими перспективными горизонтами (в)

### Диапазон вероятности геологической успешности для геологических объектов различной степени изученности

Поскольку методика оценки рисков используется, в том числе, ведущими компаниями по аудиту запасов и ресурсов углеводородов, важно, чтобы итоговые значения  $P_g$  для геологических объектов разной степени изученности находились в границах общепринятых интервалов. SPE посвящено данному вопросу значительное количество работ, на основании анализа которых мы можем рекомендовать следующие диапазоны (табл. 1).

Таблица 1

Диапазоны значения  $P_g$  (с использованием материалов «Временного положения ...», 2001)

ЭТАП	СТАДИЯ	ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ	ЗАДАЧИ	$P_g$ , %
РЕГИОНАЛЬНЫЙ	прогноза нефтегазоносности	осадочные бассейны и их части	Выделение нефтегазоперспективных районов и зон, оценка прогнозных ресурсов категорий $D_2$ и частично $D_1$	5-12,5
	оценки зон нефтегазонакопления	нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	Ранжирование нефтегазоперспективных районов по степени очерёдности проведения поисковых работ. Оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категорий $D_1$ и частично $D_2$	
ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ	выявления объектов поискового бурения	районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	оценка прогнозных локализованных ресурсов $D_{1л}$ , выделение первоочередных поисковых объектов	12,5-25
	подготовки объектов к поисковому бурению	выявленные ловушки	оценка перспективных ресурсов категории $C_3$	
	поиска и оценки месторождений (залежей)	подготовленные к поисковому бурению ловушки и открытые месторождения	установление факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа, геометризация залежей и подсчёт запасов по категориям $C_2$ и частично $C_1$	25-50
РАЗВЕДОЧНЫЙ		месторождения (залежи) нефти и газа	уточнение контуров залежей, геологических и извлекаемых запасов углеводородов по категориям $C_1$ и частично $C_2$	50-80

### Заключение

Как справедливо отмечено в работе [Ампилов и др., 2006], понятие геологического риска пока «не прижилось» в отечественной геологической литературе и не является общепринятым. Однако стремительное развитие совместных, с ведущими международными компаниями, проектов в области поисков и разведки УВ, а также необходимость проведения международного аудита ресурсов российских публичных компаний, предопределяет все более широкое распространение разнообразных методов оценки риска в отечественной нефтегазовой геологии. Несмотря на отмеченную выше невозможность объективной оценки геологического риска, мы считаем целесообразным дальнейшее изучение рассмотренных в настоящей работе вопросов и применения этой дисциплины при сравнительном анализе и ранжировании перспективных геологоразведочных проектов.

### Литература

- Альмендингер О.А., Митюков А.В., Мясоедов Н.К., Никишин А.М., Гайдук В.В., Губарев М.В.* Объемная геологическая модель осадочных бассейнов на основе анализа данных 3D сейсморазведки // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - 2011. - №22. – С. 10-12.
- Ампилов Ю.П., Герт А.А.* Экономическая геология. - М.: Геоинформмарк. - 2006. – 400 с.
- Высоцкий И.В., Высоцкий В.И.* Формирование нефтяных газовых и конденсатногазовых месторождений. – М.: Недра. - 1986. – 226 с.
- Геология и геохимия нефти и газа / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин; под ред. Б.А. Соколова. - М.: изд-во МГУ. - 2000. – 384 с.
- Дулесов А.С., Семенова М.Ю.* Субъективная вероятность в определении меры неопределенности состояния объекта // Фундаментальные исследования. - 2012. - №3. – С. 81-86.
- Еременко Н.А., Чилингар Г.В.* Геология нефти и газа на рубеже веков. - М.: Наука. - 1996. – 176 с.
- Лазакович Н.В., Сташукленок С.П., Яблонский О.Л.* Курс теории вероятностей. - Учебное пособие. - Электрон. текст. дан. (6.3 Мб) и анимации в системе Mathematica (102 Мб). - Мн.: «Электронная книга БГУ». – 2003. - [www.elbook.bsu.by](http://www.elbook.bsu.by)
- Лисицин А.П.* Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. - М.: Наука. - 1988. – 309 с.
- Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре. - Методические рекомендации. - М.: ВНИГНИ. - 1982. – 52 с.
- Луцаевский А.С., Чайникова Т.С.* Современные методы принятия решения в условиях неопределенности // Системи обробки інформації. - 2007. - Випуск 7 (65) - С. 104-106. - [http://www.nbu.gov.ua/Portal/natural/SOI/2007\\_7/Lycaevsk.pdf](http://www.nbu.gov.ua/Portal/natural/SOI/2007_7/Lycaevsk.pdf)
- Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа / А.А. Гусейнов, Б.М. Гейман, Н.С. Шик, Г.В. Сурцук. - М.: Недра. - 1988. – 270 с.
- Новейший философский словарь: Энциклопедия / Составитель: Грицанов А.А. - Минск: В.М. Скакун. - 1998. – 896 с.
- «Об утверждении временных положений и классификаций». Приказ Министерства природных ресурсов РФ №126 от 07.02.2001 г. (приложение 1 к приказу «Временное

положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ») // Электронный ресурс – нормативно-справочная база «Консультант плюс».

*Поляков А.А., Кринин В.А., Жемчугова Т.А.* О влиянии ложных флюидоупоров на нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Большехетской террасы // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2011. - №4. – С. 15-19.

*Роуз Питер Р.* Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. – Москва-Ижевск: изд-во «Институт компьютерных исследований». - 2011. – 304 с.

*Славкин В.С.* Геолого-геофизическое изучение нефтяных продуктивных отложений. - М.: изд-во Московского ун-та. - 1999. – 82 с.

Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. / Под ред. А.А. Бакирова. - М.: Высшая школа. - 1987. - 384 с.

*Хитров А.М., Ильин В.Д., Савинкин П.Т.* Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре. - Методическое руководство. – М. Министерство природных ресурсов РФ, Министерство энергетики, ВНИГНИ. - 2002. – 64 с.

*Щербакова Ю.В.* Теория вероятностей и математическая статистика. - Конспект лекций. - М.: ЭКСМО. - 2008. - 160 с.

*Эддоус М., Стенсфилд Р.* Методы принятия решений. - М.: Аудит, ЮНИТИ. - 1997. – 587 с.

The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects. - 2000. – [http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11\\_caluyong.pdf](http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11_caluyong.pdf)

**Polyakov A.A.**

Rosneft Oil Company, Moscow, Russia, [aapolyakov@rosneft.ru](mailto:aapolyakov@rosneft.ru)

**Murzin Sh.M.**

Bashneft Oil Company, Ufa, Russia, [murzinsh@gmail.com](mailto:murzinsh@gmail.com)

## INTERNATIONAL EXPERIENCE IN GEOLOGICAL RISK ANALYSIS

*A new technique for estimating probability of exploration project success is proposed. This technique is based on assessment of the multiplicative effect of the factors of hydrocarbon accumulation formation and preservation. The paper reviews the probability range for geological prospects of different exploration degree.*

**Key words:** geological risks, exploration success, probability, project ranking.

### References

Al'mendinger O.A., Mityukov A.V., Myasoedov N.K., Nikishin A.M., Gayduk V.V., Gubarev M.V. *Ob"emnaya geologicheskaya model' osadochnykh basseynov na osnove analiza dannykh 3D seysmorazvedki* [Volume geological model of sedimentary basins based on analysis of 3D seismic data]. Nauchno–tekhnicheskiiy vestnik of Rosneft Oil Company, 2011, no. 22, p. 10-12.

Ampilov Yu.P., Gert A.A. *Ekonomicheskaya geologiya* [Economical geology]. Moscow: Geoinformmark, 2006, 400 p.

Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. *Geologiya i geokhimiya nefiti i gaza* [Geology and Geochemistry of Oil and Gas]. Editor Sokolov B.A. Moscow: MGU, 2000, 384 p.

Dulesov A.S., Semenova M.Yu. *Sub"ektivnaya veroyatnost' v opredelenii mery neopredelennosti sostoyaniya ob"ekta* [Subjective probability in determining uncertainty of state of object]. Fundamental'nye issledovaniya, 2012, no. 3, p. 81-86.

Eddous M., Stensfild R. *Metody prinyatiya resheniy* [Decision-making methods]. Moscow: Audit, YuNITI, 1997, 587 p.

Eremenko N.A., Chilingar G.V. *Geologiya nefiti i gaza na rubezhe vekov* [Geology of oil and gas in the turn of the century]. Moscow: Nauka, 1996, 176 p.

Gritsanov A.A. *Noveyshiyy filosofskiy slovar': Entsiklopediya* [New philosophical dictionary: Encyclopedia]. Minsk: V.M. Skakun, 1998, 896 p.

Guseynov A.A., Geyman B.M., Shik N.S., Surtsukov G.V. *Metodika prognozirovaniya i poiskov litologicheskikh, stratigraficheskikh i kombinirovannykh lovushek nefiti i gaza* [Technique of forecasting and prospecting of lithological, stratigraphic and combined oil and gas traps]. Moscow: Nedra, 1988, 270 p.

Khitrov A.M., Il'in V.D., Savinkin P.T. *Vydelenie, kartirovanie i prognoz neftegazonosnosti lovushek v trekhchlennom rezervuare* [Isolation, mapping and forecast of oil and gas traps in the tripartite tank]. Moscow: Ministry of natural resources of Russian Federation, Ministry of Energy, VNIGNI, 2002, 64 p.

Lazakovich N.V., Stashulenok S.P., Yablonskiy O.L. *Kurs teorii veroyatnostey* [Course in Probability Theory]. Uchebnoe posobie, 2003, available at: [www.elbook.bsu.by](http://www.elbook.bsu.by)

Lisitsin A.P. *Lavinnaya sedimentatsiya i pereryvy v osadkonakoplenii v moryakh i okeanakh* [Avalanche sedimentation and breaks in sedimentation in seas and oceans]. Moscow: Nauka, 1988, 309 p.

*Lokal'nyy prognoz neftegazonosnosti na osnove analiza stroeniya lovushek v trekhslonnom rezervuare* [Local forecast of oil and gas potential on the basis of analyzing the structure of traps in the three-layer reservoir]. Moscow: VNIGNI, 1982, 52 p.

Lutsaevskiy A.S., Chaynikova T.S. *Sovremennyye metody prinyatiya resheniya v usloviyakh neopredelennosti* [Modern methods of decision-making under uncertainty]. Sistemi obrobki



informatsii, 2007, vol. 7 (65), p. 104-106, available at: [http://www.nbu.gov.ua/Portal/natural/SOI/2007\\_7/Lycaevsk.pdf](http://www.nbu.gov.ua/Portal/natural/SOI/2007_7/Lycaevsk.pdf)

Polyakov A.A., Krinin V.A., Zhemchugova T.A. *O vliyanií lozhnykh flyuidouporov na neftegazonosnost' nizhnemelovykh rezervuarov Bol'shekhetskoy terrasy* [The effect of false confining beds for petroleum potential of reservoirs of Bolshekheta Terrace]. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft", 2011, no. 4, p. 15-19.

Rouz Piter R. *Analiz riskov i upravlenie neftegazoposkovymi proektami* [Risk analysis and management of oil and gas projects]. Moscow-Izhevsk: «Institut komp'yuternykh issledovaniy», 2011, 304 p.

Shcherbakova Yu.V. *Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika* [Probability theory and mathematical statistics]. Moscow: EKSMO, 2008, 160 p.

Slavkin V.S. *Geologo-geofizicheskoe izuchenie neftyanykh produktivnykh otlozheniy* [Geological and geophysical study of oil productive deposits]. Moscow: Moscow University, 1999, 82 p.

*Teoreticheskie osnovy i metody poiskov i razvedki skopleniy nefti i gaza* [Theoretical basis and methods of prospecting and exploration for oil and gas accumulations]. Editor A.A. Bakirov. Moscow: Vysshaya shkola, 1987, 384 p.

The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects, 2000, available at: [http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11\\_caluyong.pdf](http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11_caluyong.pdf)

Vysotskiy I.V., Vysotskiy V.I. *Formirovanie neftyanykh gazovykh i kondensatnogazovykh mestorozhdeniy* [Formation of oil, gas and gas condensate fields]. Moscow: Nedra, 1986, 226 p.