УДК 553.048:553.98

Д.А. Суровцев
Шлюмберже[1]
руководитель направления GeoX,*
Software Integrated Solutions
DSurovtsev@slb.com

М.В. Ассовский
Шлюмберже[1]
руководитель направления Merak,*
Software Integrated Solutions
MAssovskiy@slb.com

Вероятностный метод оценки извлекаемых ресурсов углеводородов низкопроницаемых коллекторов на ранней стадии изученности и его реализация в ПО GeoX

1. Компания Шлюмберже, Россия и Центральная Азия. Россия, 125171, Москва, Ленинградское шоссе, 16А, стр. 3

В статье рассмотрены основные сложности оценки извлекаемых ресурсов на лицензионных участках с трудноизвлекаемыми углеводородами площадного распространения на стадии поисково-оценочных работ. По сравнению с традиционными коллекторами степень неопределенности при разработке низкопроницаемых коллекторов на порядок выше, что требует применения вероятностного геолого-экономического метода оценки до получения результатов опытно-промышленной эксплуатации пилотных скважин. Приводится практический пример использования программного обеспечения GeoX для решения указанной проблемы по проекту с ТрИЗ углеводородов в переходной зоне, с существенной неопределенностью прохождения латеральной границы между нефтенасыщенным и газонасыщенным участками

Ключевые слова: оценка трудноизвлекаемых ресурсов; вероятностный подход; геолого–экономическая оценка; ПО GeoX

На рис.: Многоствольная горизонтальная скважина, пробуренная на залежь сланцевого газа с помощью технологии управляемого роторного бурения PowerDrive Archer*

* Марка Шлюмберже

Стратегической государственной целью введения в действие с 1 января 2016 г. новой российской классификации запасов нефти и горючих газов является «определение востребованных в текущей экономической ситуации запасов и тех, которые в силу технологических или экономических причин сегодня разрабатывать затруднительно» [1].

Несмотря на 30-летний период, прошедший с момента первого в СССР опыта защиты запасов участков недр с трудноизвлекаемыми УВ плотных коллекторов [3], научно-практические дискуссии о методах подсчета запасов таких участков не утихают, а в последние годы только интенсифицируются. Характерные фразы, звучащие на российских конференциях второго десятилетия XXI в. – «Корректной методики подсчета запасов трудноизвлекаемой нефти до сегодняшнего дня не существует», «Следует ли считать трудноизвлекаемые запасы на конкретных лицензионных участках объемным или сравнительным методом» и т.д. По мнению авторов, основной причиной таких дискуссий является стремление исследователей использовать традиционные детерминистические методы подсчета для характеристики залежей, которые по своей природе имеют нетрадиционно высокую степень неопределенности геолого-технических параметров. Основное внимание исследователей направлено на зонирование площадной залежи на участках со сходными геолого-техническими условиями (или поиск зон максимального нефтегазонасыщения, т.н. *sweet spots*), в то время как для пересчета геологических запасов в извлекаемые применяется фиксированное значение КИН по умолчанию (например, 0,15), зачастую обоснованное лишь отсутствием данных, свидетельствующих об ином.

В развитие статического технологического процесса зонирования площадной залежи (который весьма эффективно может быть выполнен в ПО *PetroMod** и *Petrel**), целью данной статьи является обсуждение динамического процесса – вероятностного геолого-экономического подхода, позволяющего трансформировать геологические объемы площадных трудноизвлекаемых УВ в извлекаемые. Подход практически реализован в программном обеспечении *GeoX*.

Характеристики аккумуляций трудноизвлекаемых УВ, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, создают особые сложности для подсчета. Как правило, площадные залежи УВ характеризуются относительно высокими шансами наличия геологических запасов на исследуемом участке, но одновременно высокой степенью сомнения в возможности осуществления их рентабельной разработки [2, 8, 9]. В данном контексте термин «площадная залежь» используется как противопоставление традиционным аккумуляциям УВ, приуроченных к дискретным ловушкам.

По сравнению с традиционными коллекторами степень неопределенности при разработке низкопроницаемых коллекторов выше на порядок. Это касается всех основных параметров, оказывающих существенное влияние на рентабельность разработки – объема запасов на скважину, начальных дебитов, продолжительности и стоимости заканчивания скважин (например, по технологии многоинтервальных ГРП) и т.д. При этом значительная часть неопределенности параметров разработки площадных ресурсов не может быть устранена путем камерального моделирования и обобщения данных и опыта по аналогам на соседних лицензионных участках, а требует проведения опытно-промышленной эксплуатации (пилотного проекта) для выявления характеристик коллектора на исследуемом участке. В то же время, успешное проведение конкурсов и аукционов недропользования предполагает возможность оценить трудноизвлекаемые запасы и ресурсы конкретных участков недр, выставляемых на торги, еще до проведения опытно-промышленной эксплуатации силами недропользователей-победителей.

Реализованные в ПО *GeoX* технологические процессы вероятностного моделирования полного цикла прекрасно адаптированы для проведения такой оценки. Применение особой функционально-фазовой модели позволяет пользователям определить логику, условия, зависимости и точки принятия решения в течение всего жизненного цикла предполагаемого проекта.

С точки зрения управления геологическими рисками поисковая скважина на проекте с площадными ресурсами играет роль, аналогичную роли сейсморазведки на традиционном поисковом объекте: она разрешает одни факторы риска, однако оставляет под сомнением другие. Используя терминологию одной из моделей рисков для трудноизвлекаемых ресурсов, применяемую в международной практике, поисковой скважиной на площадной залежи разрешаются риски группы «*V – volume in place*» (т.е. подтверждается или опровергается факт наличия УВ в породе

* Марка Шлюмберже

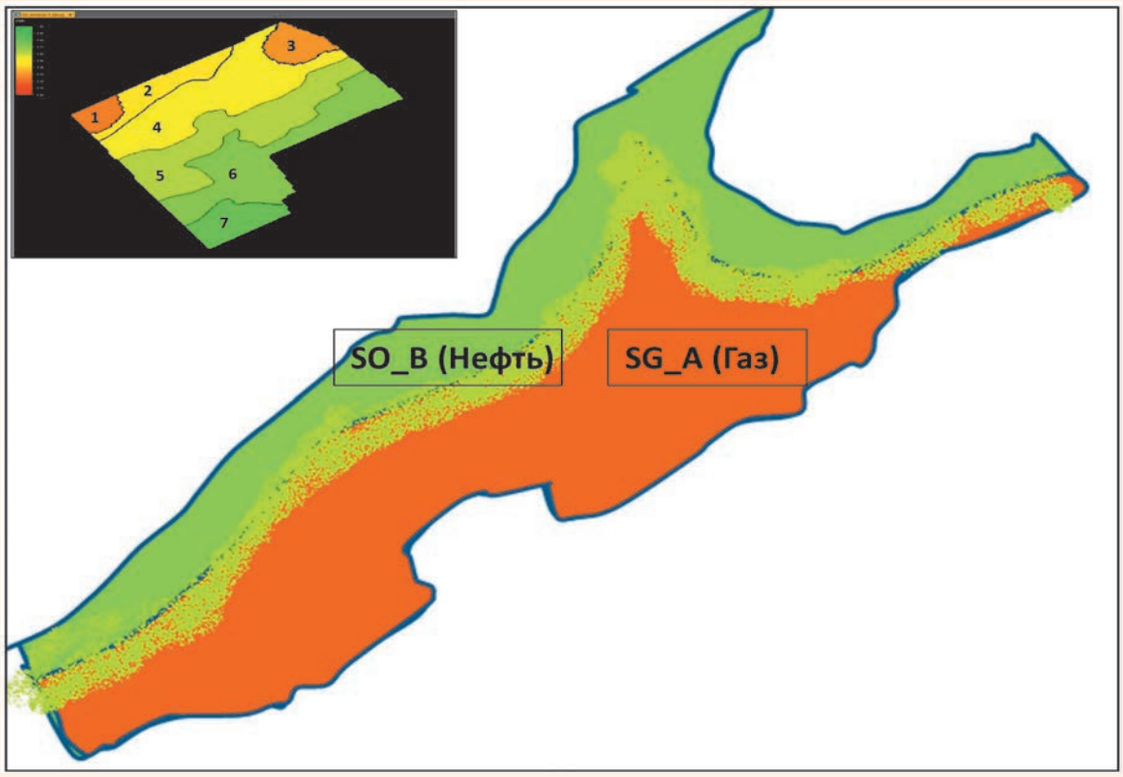


Рис. 1.
Исследуемый участок площадных УВ, расположенный в переходной зоне

выше порогового значения), но не затрагиваются риски группы «*R – fluid recovery*» (т.е. возможность промышленного извлечения УВ из пласта на поверхность).

Роль пилотного проекта для площадных ресурсов аналогична роли поисковой скважины для традиционных объектов. Именно по итогам его реализации полностью разрешаются факторы геолого-технического риска (возможность промышленного извлечения), и объект может быть признан имеющим или не имеющим извлекаемые запасы.

Таким образом, в отличие от традиционных залежей УВ, где до бурения поисковой скважины мы говорим о «геологических и извлекаемых ресурсах», а после ее успешного опробования – о «геологических и извлекаемых запасах», в жизненном цикле площадных залежей УВ обязательно присутствует этап от завершения бурения успешной поисковой скважины до получения результатов опытно-промышленной эксплуатации пилотных скважин, когда с точки зрения оценки рисков исследователь *де факто* может уже выделить «геологические запасы» участка, однако, вынужден говорить еще об его «извлекаемых ресурсах». В связи с несоответствием такого терминологического сочетания положениям Классификации [6] далее в настоящей статье площадные залежи УВ считаются обладающими «геологическими ресурсами» и «извлекаемыми ресурсами» вплоть до стадии успешного завершения опытно-промышленной эксплуатации пилотных скважин.

Разрешение факторов геолого-технического риска не означает устранение неопределенности разработки. Даже после принятия положительного решения о полномасштабной разработке площадной залежи неопределенность профилей добычи, затрат, денежных потоков остается существенной и требует применения вероятностных методов моделирования для их корректного анализа и интерпретации.

Рассмотрим практический пример [4, 10].

По итогам геологического зонирования изучаемого площадного объекта с помощью технологий моделирования нефтегазоносных систем в *PetroMod* и *Petrel*, выделено семь участков, ранжированных по геологическим рискам. В данном примере внимание исследователя сосредоточено на одном участке (№ 4), расположенном в переходной области, с существенной неопределенностью прохождения латеральной границы между нефтенасыщенной и газонасыщенной зонами участками (***рис. 1***).

Значения нефте- и газонасыщенных площадей характеризуются существенной шириной диапазона неопределенности (каждая

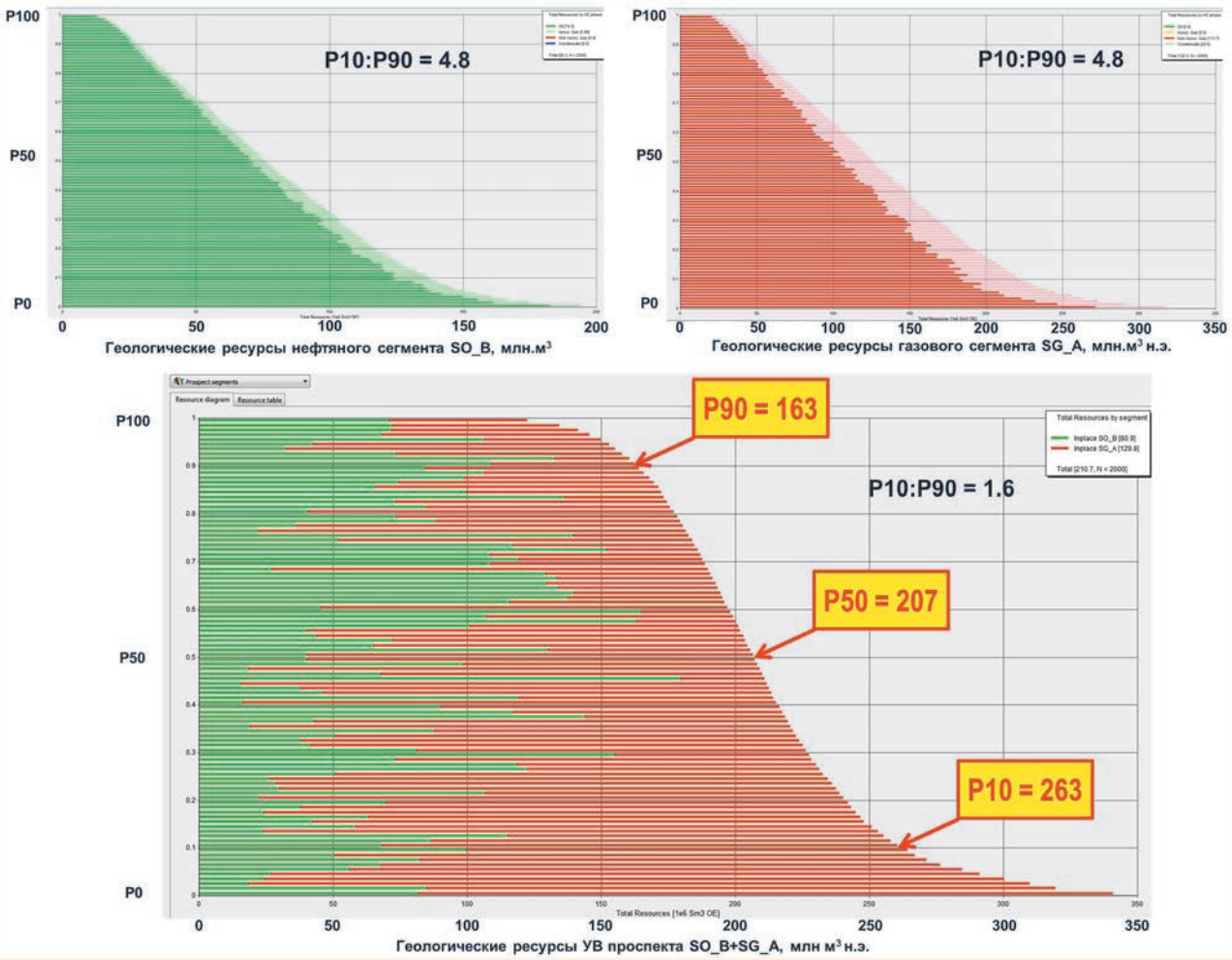


Рис. 2.
Кривые вероятности превышения геологических ресурсов, подсчитанные отдельно по нефтяному и газовому сегментам (вверху) и в целом по участку (внизу)

может варьироваться от 10 до 90 км²). В этой связи соотношение геологических ресурсов P10 к P90, подсчитанных отдельно по нефтяному и газовому сегментам вероятностным объемным методом, составляет 4,8 (***рис. 2***).

Тем не менее, площадь нефтенасыщенной зоны имеет строго отрицательную корреляцию с газонасыщенной площадью, а общая площадь объекта неизменна (100 км²). Поэтому рассчитанный диапазон неопределенности оценки геологических ресурсов в целом по участку (в нефтяном эквиваленте) существенно уже, и соотношение процентилей P10:P90 по ним составляет только 1,6 (***рис. 2***).

Вероятностная оценка геологических ресурсов является исходной точкой для оценки извлекаемых ресурсов с помощью интегрированных вероятностных геолого-экономических расчетов.

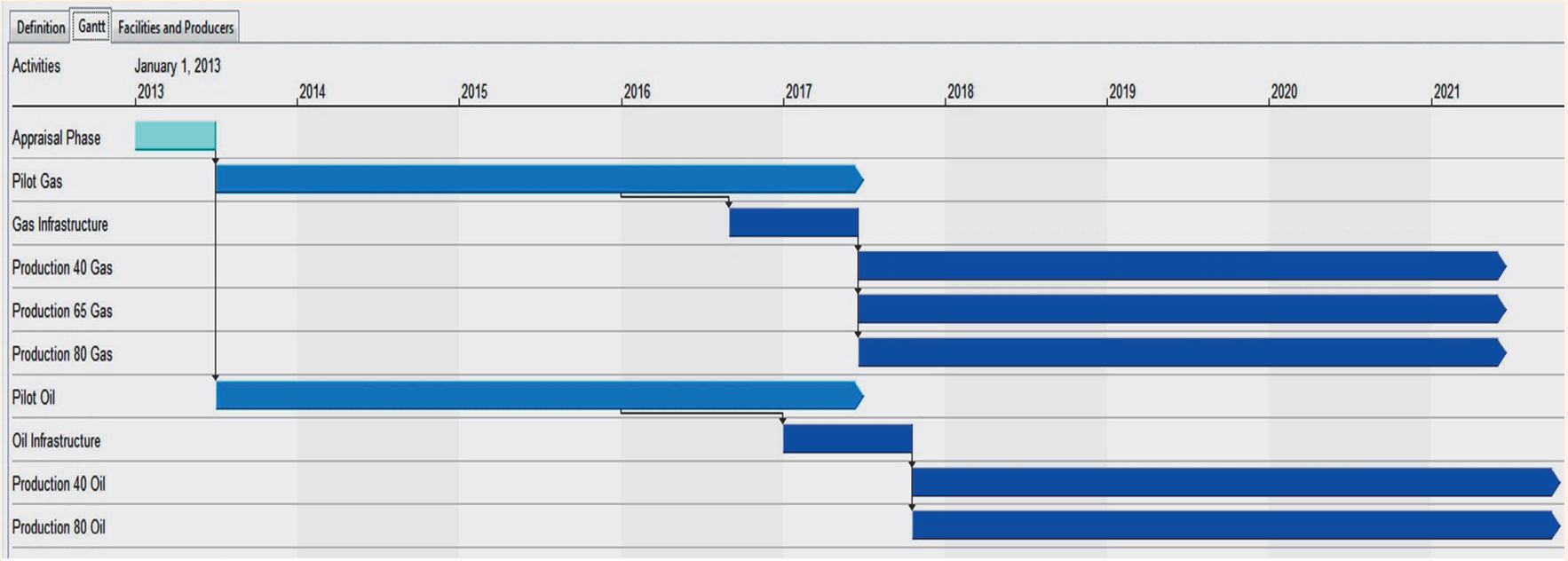
Функционально-фазовая модель реализации исследуемого проекта задается со следующей логикой (***рис. 3***):

– по итогам разведочного бурения (*Appraisal Phase*) принимается решение о реализации нефтяного пилотного проекта. Условием начала пилота является достаточная оцененная площадь нефтеносности (не менее 20 км²);

– принятие решения о переходе к полномасштабному обустройству месторождения состоится после первого года реализации пилота. Критерии положительного решения – это (а) превышение порога суммарной годовой добычи в 0,14 млн м³ жидких УВ и (б) положительное ожидание *NPV* полной разработки без учета затрат прошлых периодов[1];

– в зависимости от конкретного размера площади нефтеносности максимальное коли-

[1] Строго говоря, определение физического порога необходимой суммарной добычи за срок пилотного проекта не является необходимым условием и для построения модели можно обойтись только экономическим критерием (б). Однако на практике успех или неуспех пилота большинство операторов оценивают по объективно замеренным показателям. Указанное значение пороговой добычи можно оценить с помощью двухстадийного применения обсуждаемого вероятностного метода.



Definition | Gantt | Facilities and Producers

Label	Type	Target seq...	Scheduling	Conditions	Stop condition
Appraisal Phase	Appraisal	SO_B;SG_A	When Transient Zone Dev't Project start date		
Pilot Gas	Well based production	SG_A	When Appraisal Phase completed	SG_A.Area > 20.0 [km2] and SG_A.Recoverable.Accumulation size Non Assoc. Gas > 0.0 [1e9 Sm3]	Elapsed time > 5.0 [Yr]
Gas Infrastructure	Development	N/A	When Pilot Gas completed drilling + 8.0 months	Transient Zone Dev't.Pilot Gas.Production.Gross.Gross.Non Assoc. Gas cumulative value at scheduled time > 0.142	
Production 40 Gas	Well based production	SG_A	When Gas Infrastructure completed	SG_A.Area < 55.0 [km2]	Elapsed time > 30.0 [Yr] or Marginal net cash flow < 0.0 [1e6 USD]
Production 65 Gas	Well based production	SG_A	When Gas Infrastructure completed	SG_A.Area >= 55.0 [km2] and SG_A.Area < 80.0 [km2]	Elapsed time > 30.0 [Yr] or Marginal net cash flow < 0.0 [1e6 USD]
Production 80 Gas	Well based production	SG_A	When Gas Infrastructure completed	SG_A.Area >= 80.0 [km2]	Elapsed time > 30.0 [Yr] or Marginal net cash flow < 0.0 [1e6 USD]
Pilot Oil	Well based production	SO_B	When Appraisal Phase completed	SO_B.Area > 20.0 [km2] and SO_B.Recoverable.Accumulation size Oil > 0.0 [1e6 Sm3]	Elapsed time > 5.0 [Yr]
Oil Infrastructure	Development	N/A	When Pilot Oil completed drilling + 1 year	Transient Zone Dev't.Pilot Oil.Production.Gross.Gross.Oil cumulative value at scheduled time > 0.14 [1e6 Sm3]	
Production 40 Oil	Well based production	SO_B	When Oil Infrastructure completed	SO_B.Area < 55.0 [km2]	Elapsed time > 30.0 [Yr] or Marginal net cash flow < 0.0 [1e6 USD]
Production 80 Oil	Well based production	SO_B	When Oil Infrastructure completed	SO_B.Area > 55.0 [km2]	Elapsed time > 30.0 [Yr] or Marginal net cash flow < 0.0 [1e6 USD]

Рис. 3.
Функционально-фазовая модель полного цикла разведки, опытно-промышленной эксплуатации и разработки исследуемого участка

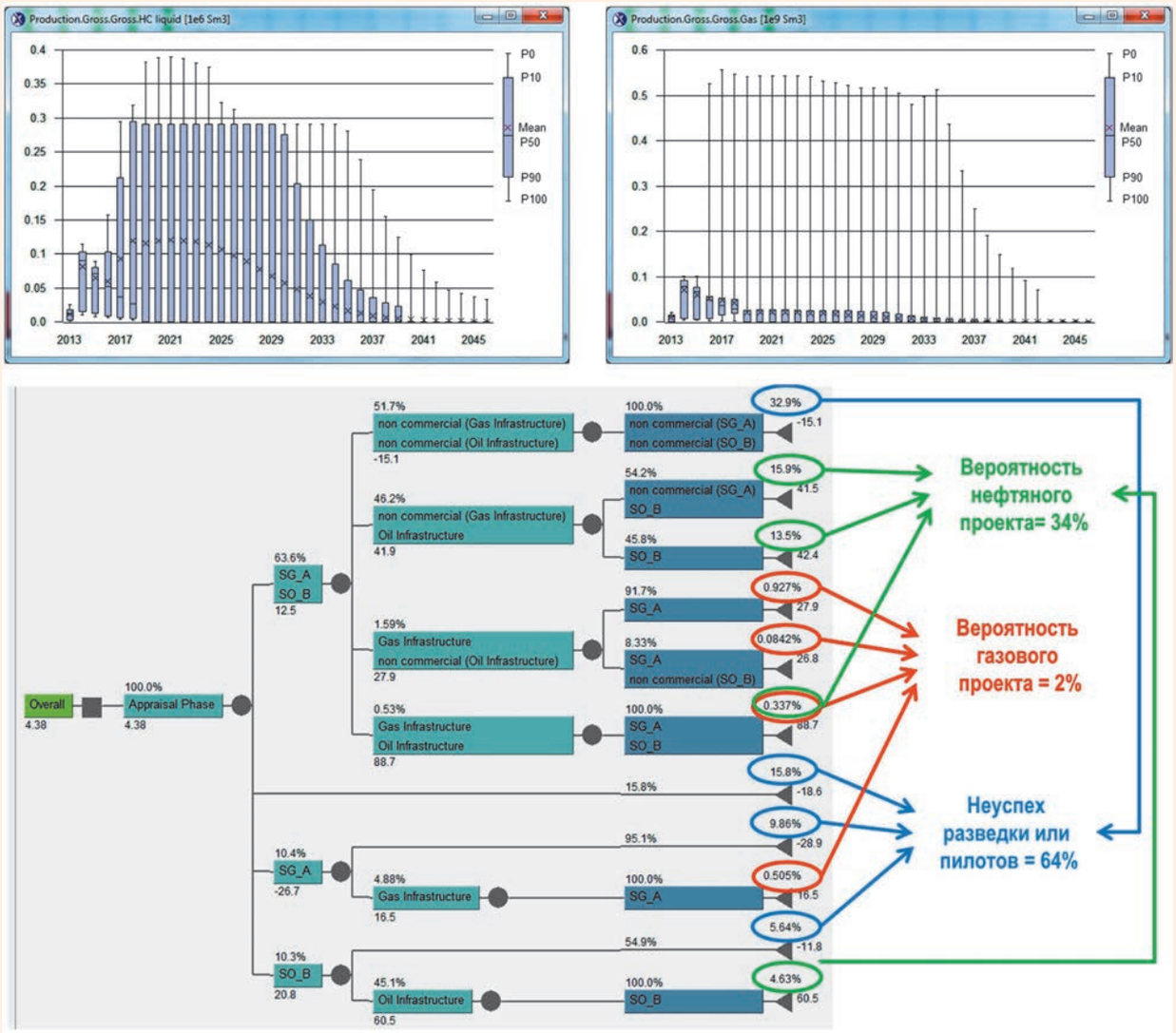


Рис. 4.
Вероятностные профили добычи нефти (слева вверху) и газа (справа вверху) и дерево решений проекта (внизу)

чество эксплуатационных нефтяных скважин различается. Это приводит к выделению альтернативных веток фазы добычи. В данном примере их смоделировано две: *Production 40 Oil* (максимум 80 скважин на площади нефтенасыщенного участка от 20 до 55 км^2) и *Production 80 Oil* (максимум 120 скважин на площади нефтенасыщенного участка от 55 до 90 км^2). В зависимости от потребностей детализации количество альтернативных веток может быть увеличено;

– аналогичная логика определяется для газовой части проекта;

– в целом по проекту возможны ситуации реализации совместного нефтяного и газового проекта, только нефтяного или только газового.

Диапазоны дебитов эксплуатационных скважин характеризуются существенной степенью неопределенности, что соответствует вышеописанным особенностям площадных залежей: 13–72 м^3/сут. по нефтяным и 15–80 тыс. м^3 по газовым скважинам. Широк и диапазон неопределенности стоимости бурения и заканчивания скважин: от $4 млн до $12 млн.

Далее геолого-экономические расчеты требуют определения применяемой фискальной модели. Для данного примера использован налоговый шаблон «Россия-2015» с применением льгот, предусмотренных действующим законодательством для добычи из трудноизвлекаемых залежей нефти (баженовские, абалакские, хадумские, доманиковые

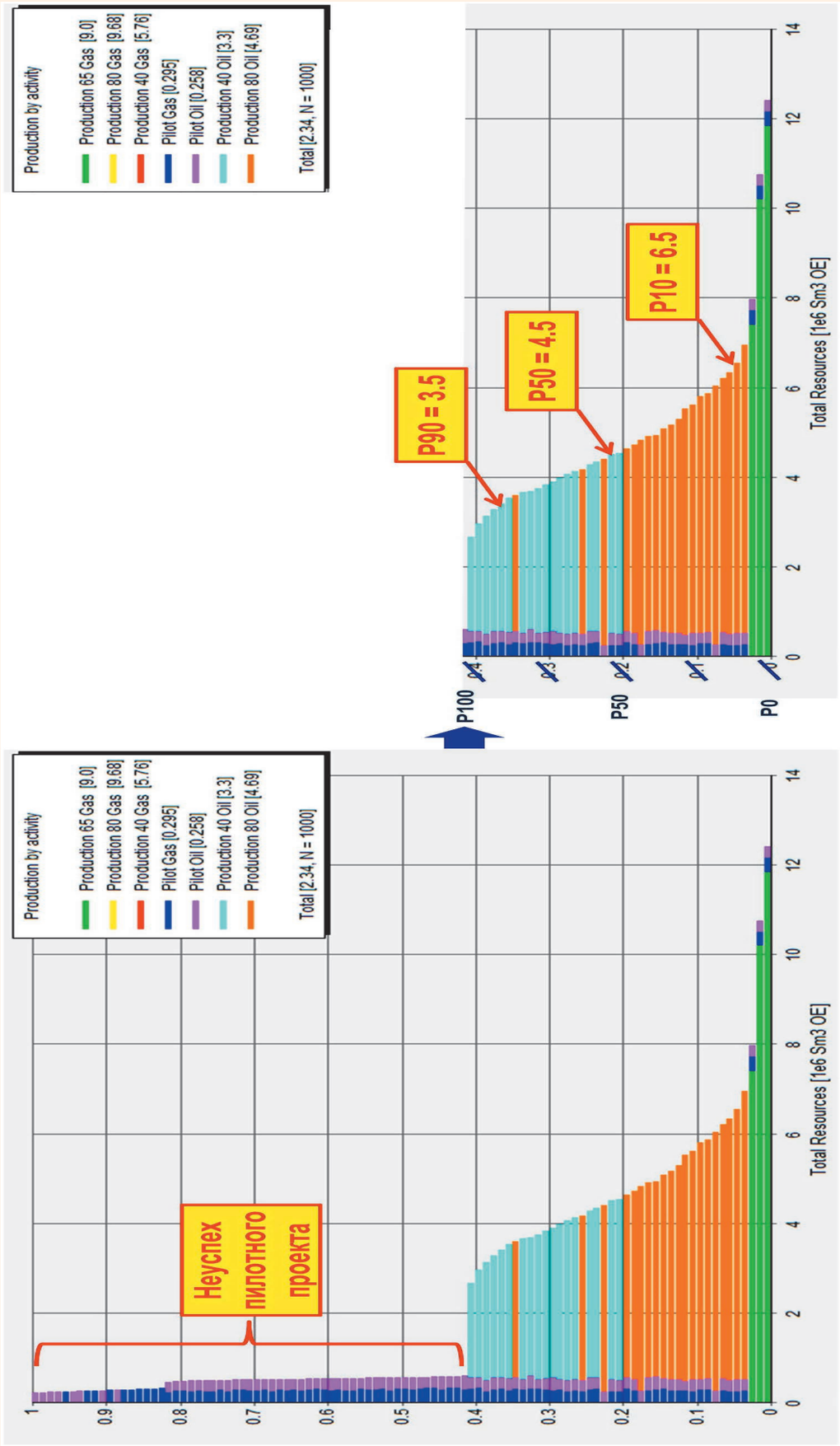


Рис. 5.
Вероятностная оценка извлекаемых ресурсов проекта

продуктивные отложения) и газа (туронские продуктивные отложения).

В результате проведения полноцикловых геолого-экономических расчетов методом Монте-Карло получаем вероятностные профили добычи УВ (***рис. 4***, вверху). Как можно заметить, проект практически целиком зависит от наличия достаточных ресурсов жидких УВ. Полномасштабная добыча газа реализуется в относительно небольшом количестве итераций, проиллюстрированных столбиками процентилей от P0 до P10. Изучение автоматически сгенерированного дерева решений (***рис. 4***, внизу) дает оценку вероятности реализации газового проекта – 2%, реализации нефтяного проекта – 34%, неуспеха разведки или пилота – 64%. Вероятность осуществления совместного нефтяного и газового проекта ничтожна (0,3%).

Одним из важных результатов проведенных полноцикловых геолого-экономических расчетов является кривая вероятности превышения суммарной добычи УВ с разбивкой по функциональным фазам (***рис. 5***). Область графика, представленная исключительно фазами *Pilot Oil* и *Pilot Gas*, характеризует итерации модели, в которых критерии успеха пилота не выполняются. Для подсчета извлекаемых ресурсов нас интересует та область на графике, где вслед за фазами *Pilot Oil* и *Pilot Gas* реализуются фазы *Production Oil* и *Production Gas*. Нормализуя эту часть графика, получаем кривую вероятности превышения извлекаемых ресурсов проекта, на которой можем выделить процентили P90, P50 и P10.

Полные результаты интегрированной вероятностной геолого-экономической оценки проекта в ПО *GeoX* представлены в ***табл. 1***.

Повторив оценку по вышеописанному методу с предположением о существенном снижении цен на УВ (-40% от базового сценария), на кривой вероятности превышения суммарной добычи УВ обнаружим только фазы *Pilot Oil* и *Pilot Gas*. Это говорит об отсутствии в ходе расчетов итераций с рентабельной фазой полномасштабной разработки после пилотного проекта, следовательно, извлекаемые ресурсы УВ в данном случае равны нулю.

Проведя расчеты с прогнозом низких цен на УВ и одновременным обнулением налоговых ставок, можно оценить эффективность применения дополнительных методов государственного регулирования для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых УВ в условиях негативной конъюнктуры мирового нефтегазового рынка. На подсчитанной кривой вероятности превышения вновь прослеживаются извлекаемые ресурсы, хотя и с существенно увеличившейся вероятностью неуспеха пилотных скважин по сравнению с вышеописанным базовым сценарием.

Важнейшей особенностью ПО *GeoX* для крупных корпоративных пользователей и национальных регуляторов в сфере недропользования является его архитектура, реализованная на реляционной СУБД, что принципиально отличает данное решение от десятков коммерческих (и, возможно, сотен внутрифирменных) моделей вероятностной оценки, построенных на различных стохастических надстройках к популярному редактору электронных таблиц.

С точки зрения пользователей программного обеспечения архитектура СУБД позволяет:

Таблица 1.
Резюме проведенной геолого-экономической оценки проекта вероятностным методом

Геологические ресурсы, млн м^3 н.э.	(P90) **163** 63% нефть	(P50) **207** 51% нефть	(P10) **263** 38% нефть
Извлекаемые ресурсы, млн м^3	(P90) **3,5** 100% нефть	(P50) **4,5** 100% нефть	(P10) **6,5** 100% нефть
Вероятность геолого–технического успеха проекта (COS)	36%		
Ожидаемая денежная стоимость (EMV), $ млн	4,4		
Вероятность экономического успеха (COES)	30%		
Рисковый капитал (Value–at–Risk), $ млн	**-39** ($NPV_{P99.5}$)		
Максимально возможный экономический результат (Upside), $ млн	**154** ($NPV_{P0.5}$)		

– безопасно хранить все проведенные оценки геологического объекта на различных стадиях его изученности с четким подразделением на подготовленные, одобренные и исторические оценки;

– обеспечить синхронизированную совместную работу специалистов региональных подразделений и корпоративного центра в единой среде данных;

– проводить поиск аналогов оцениваемого объекта в накопленной базе данных;

– проводить сравнительный анализ типа «ожидание-факт» на статистически значимой выборке первоначально оцененных, а впоследствии разбуренных структур, что позволяет калибровать теорию и практику используемых корпоративных методик оценки рисков, выявляя области для совершенствования;

– агрегировать оценки ресурсов и запасов конкретных объектов в оценки на уровне нефтегазоносных комплексов, бизнес-единиц или территорий путем выбора необходимых объектов в базе данных.

Немаловажной особенностью при накоплении опыта оценки российских проектов в базе данных является унификация наилучших практик оценки ресурсов и запасов для всех групп пользователей с сохранением возможности их гибкого изменения при совершенствовании используемой методологии.

В ходе сложения вероятностных оценок ресурсов и запасов по нескольким участкам исследователи, как правило, сталкиваются с тремя основными проблемами:

– выявление действующего («одобренного») варианта оценки объекта среди хаотического файлового скопления различных версий и корректировок;

– агрегирование подсчитанных вероятностным методом ресурсов. Простое арифметическое суммирование в таком случае некорректно (см., например, [5]), и необходимо использовать инструментарий вероятностного агрегирования, в том числе корректно учитывающий зависимости рисков;

– суммирование различных типов оценок (вероятностных и детерминистических).

ПО *GeoX* предлагает эффективное решение вышеописанных проблем подсчета запасов и оценки ресурсов, позволяя вести баланс углеводородного сырья на всех уровнях корпоративной иерархии. Заложенная в программном комплексе методология полностью соответствует требованиям международной «Системы управления ресурсами углеводородов» (*PRMS*, [7]) и использует настраиваемую классификацию. Методологическое сближение между новой российской классификацией запасов нефти и горючего газа и международными стандартами открывает широкие возможности в использовании данного программного обеспечения для проведения вероятностной оценки трудноизвлекаемых запасов и ресурсов в гармоничных интересах государства и недропользователей.

Литература

1. Модернизация геологической отрасли: время пришло. Интервью со Шпуровым И.В., генеральным директором ФБУ «ГКЗ» //Экономика и ТЭК России. 2015. № 27. С. 38–41.
2. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Фадеева Н.П. и др. К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти //Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2015. № 3. С. 3–10.
3. Кузьмин Ю.А., Судат Н.В. Особенности геологического строения, оценки и учета в госбалансе запасов углеводородов в отложениях Баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры //Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2011. № 24.
4. Суровцев Д.А. Новые методы интегрированной вероятностной геолого-экономической оценки многофазовых ресурсов углеводородов в низкопроницаемых коллекторах / Новые идеи в геологии нефти и газа. 2015. Труды Международной научно-практической конференции. М.: Издательство Московского университета. 2015. С. 211–215.
5. Фокин А.Н. Риски и неопределенности в геологоразведочном процессе //Новатор. 2011. № 43. С.8–12.
6. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477.
7. SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum resources management system //URL: http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf.
8. Haskett, W.J., Brown P.J. Evaluation of unconventional resource plays. SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2005, Dallas, Texas, SPE 96879.
9. Hood K. C., Yurewicz D.A. and Steffen K.J. Assessing continuous resources – building the bridge between static and dynamic analyses. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2012, Vol. 60 (3), p. 1–22.
10. Stabell, F., Martinelli, G., Stabell, C., 2014, Effective Assessment of Resource Plays: Handling Transition Zones. SPE/EAGE European Unconventional Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 25–27 February 2014. SPE 167724.

UDC 553.048:553.98

A probabilistic approach to assessing recoverable resources of tight hydrocarbons at early appraisal phase and its implementation in GeoX software

Dmitry Surovtsev, Business Development Manager (GeoX), Software Integrated Solutions, Schlumberger, RCA[1], DSurovtsev@slb.com
Maksim Assovskiy, Business Development Manager (Merak), Software Integrated Solutions, Schlumberger, RCA[1], MAssovskiy@slb.com

1. Schlumberger, RCA. Bldg. 3, 16A Leningradskoe chausse, Moscow, 125171, Russia.

Abstract: As a follow up to static workflow of zoning a continuous reservoir (which can be very efficiently carried out in PetroMod and Petrel software) the purpose of this article is to discuss a dynamic workflow – a probabilistic geological and economic approach that transforms hydrocarbons–in–place estimations of continuous resource plays into recoverable volumes. This approach is practically implemented in GeoX software. As compared to traditional reservoirs, the degree of uncertainty in low–permeability formations is higher by an order of magnitude. Most of uncertainties in parameters for continuous resources development cannot be resolved with office modelling and analogue data aggregation but calls for a pilot project to identify particular reservoir properties in the target area. At the same time, successful conduct of subsoil tenders and auctions requires an ability to estimate hard–to–recover reserves and resources of particular license blocks offered for sale before the auction winner completes a pilot project. Probabilistic full cycle modelling workflows implemented in GeoX are perfectly adapted for such assessments. Its specific activity–based model allows users to define logics, conditions, dependencies and decision–making points throughout the entire life cycle of considered project. The role of a pilot for a continuous resource project is similar to that of an exploratory well for traditional assets. As a result of its implementation geological and technical factors are fully resolved and the asset's recoverable reserves can be either recognized or not. GeoX offers an effective solution to encountered challenges in reserves calculation and resource assessment allowing to track hydrocarbon volumes at all levels of corporate hierarchy. The software methodology is fully compliant with the international Petroleum Resources Management System (PRMS) while using a customizable classification. The methodological convergence between the new Russian classification of oil and gas reserves and international standards opens a possibility of using this software for probabilistic assessment of hard–to–recover reserves and resources in the harmonious interests of the host government and subsoil users.

Keywords: assessment of continuous resource plays; probabilistic approach; geology–to–ekonomics evaluation; GeoX software

References

1. Modernizatsiia geologicheskoi otrasli: vremia prishlo. Interv'iu so Shpurovym I.V., general'nym direktorom FBU «GKZ» [Modernization of geology sector: the time has come. Interview with Shpurov I.V., CEO of FBU SRC]. *Ekonomika i TEK Rossii,* 2015, no. 27, pp. 38–41.
2. Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Fadeeva N.P. i dr. K otsenke resursov i zapasov slantsevoi nefti [On the estimation of resources and reserves of shale oil]. *Vestnik Moskovskogo universiteta*. Series 4. Geology, 2015, no. 3, pp. 3–10.
3. Kuz'min Iu.A., Sudat N.V. Osobennosti geologicheskogo stroeniia, otsenki i ucheta v gosbalanse zapasov uglevodorodov v otlozheniiakh Bazhenovskoi svity mestorozhdenii Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga-Iugry [Features of the geological structure, valuation and accounting in the state balance of reserves of hydrocarbons in the sediments of the Bazhenov Formation deposits of Khanty-Mansi Autonomous District – Yugra]. *Vestnik nedropol'zovatelia Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga,* 2011, no. 24.
4. Surovtsev D.A. Novye metody integrirovannoi veroiatnostnoi geologo-ekonomicheskoi otsenki mnogofazovykh resursov uglevodorodov v nizkopronitsaemykh kollektorakh. Novye idei v geologii nefti i gaza [New methods for the integrated probabilistic geological and economic evaluation of multiphase hydrocarbon resources in low-permeability reservoirs. New ideas in geology of oil and gas]. 2015. *Trudy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii* [Proc. of the International scientific and practical conference]. Moscow, Moscow State University Publ., 2015, pp. 211–215.
5. Fokin A.N. Riski i neopredelennosti v geologorazvedochnom protsesse [Risks and uncertainties in the exploration process]. *Novator*, 2011, no. № 43, pp.8–12.
6. *Klassifikatsiia zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov, utverzhdennaia prikazom Minprirody Rossii ot 01.11.2013 № 477* [The classification of resources and reserves of oil and combustible gases, approved by order of the Ministry of Russia from 01.11.2013 № 477].
7. SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum resources management system //URL: http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf.
8. Haskett, W.J., Brown P.J. Evaluation of unconventional resource plays. SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2005, Dallas, Texas, SPE 96879.
9. Hood K. C., Yurewicz D.A. and Steffen K.J. Assessing continuous resources – building the bridge between static and dynamic analyses. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2012, Vol. 60 (3), p. 1–22.
10. Stabell, F., Martinelli, G., Stabell, C., 2014, Effective Assessment of Resource Plays: Handling Transition Zones. SPE/EAGE European Unconventional Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 25–27 February 2014. SPE 167724.