



В.С. Афанасьев
д-р техн. наук,
МГРИ-РГГРУ
им. С. Орджоникидзе¹
профессор кафедры
геофизики
vit_0643@mail.ru



С.В. Афанасьев
канд. техн. наук
ООО ГИФТС²
генеральный директор
asv@gintel.ru

Определение структуры геологических запасов нефти и газа на основе трехмерного геологического моделирования – расширение информационного обеспечения разработки месторождений углеводородов в терригенных разрезах

1. Российский государственный геологоразведочный университет. МГРИ-РГГРУ им. С. Орджоникидзе. Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23; 2. ООО Геоинформационные технологии и системы. ГИФТС, Россия, 103093, Москва, ул. Люсиновская, 11/12, корп. 1.

Важным фактором полного извлечения нефти, газа, газового конденсата из недр является объективное знание о пространственном изменении нефтегазонасыщения коллекторов в пределах распространения залежей на месторождении углеводородного сырья. Актуальность таких знаний становится очевидной на этапе эксплуатации длительно разрабатываемых месторождений, когда требуется выявлять и вовлекать в разработку остаточные запасы углеводородов. Трехмерное геологическое моделирование месторождений, которое входит в состав методологии подсчета запасов объемным методом, позволяет получить такие знания путем определения структуры начальных геологических запасов

Ключевые слова: трехмерное геологическое моделирование; подсчет запасов; остаточные запасы углеводородов; структура запасов

Важнейшим фактором более полного извлечения нефти, газа, газового конденсата из недр является объемное знание о пространственном изменении нефтегазонасыщения коллекторов в пределах распространения залежей на месторождении УВС. Актуальность таких знаний становится очевидной на современном этапе эксплуатации длительно разрабатываемых месторождений, когда требуется выявлять и вовлекать в разработку остаточные запасы УВ.

Трехмерное геологическое моделирование месторождений, которое входит в состав методологии подсчета запасов объемным методом [4, 5], позволяет получить такие знания путем определения *структуры* начальных геологических запасов.

Под структурой начальных геологических запасов будем понимать дифференциацию общих геологических запасов УВ на месторождении на составные части и определение пространственного положения таких частей,

Определение структуры начальных геологических запасов может быть осуществлено как на этапе выполнения подсчета запасов УВ (начального или при последующих пересчетах запасов), так и в любой другой момент эксплуатации месторождения

аккумулируемых в форме локальных нефтегазонасыщенных геологических объектов, в геологической толще, в пределах которой распространено месторождение.

Определение структуры начальных геологических запасов может быть осуществлено как на этапе выполнения подсчета запасов УВ (начального или при последующих пересчетах запасов), так и в любой другой момент эксплуатации месторождения.

Структура запасов на месторождении может устанавливаться с учетом:

- геологической (структурно-минералогической и, как следствие, литолого-фациальной) неоднородности слагающих толщу пород, определяющей пространственное распространение тел коллекторов;
- неоднородности флюидального насыщения пород-коллекторов;

- изменения фильтрационно-емкостных свойств и нефтегазонасыщения пород-коллекторов;

- изменения прочих параметров, характеризующих свойства геологической среды и другие, не связанные с этими свойствами факторы, учет которых позволяет восстановить особенности строения и добычные свойства месторождения УВ;

- оценки рисков (геологических, экономических, экологических и пр.) вовлечения отдельных структурных частей геологических запасов в процесс разработки в начальный, текущий моменты времени и в последующие периоды эксплуатации месторождения.

В целом знание структуры запасов несет в себе новую дополнительную по отношению к отчету подсчета запасов информацию о пространственном изменении нефтегазонасыщенности месторождения. При этом целью определения структуры начальных геологических запасов на месторождении является установление закономерностей пространственного распределения в пределах залежей объемов нефтегазонасыщенных пород, характеризующихся различным структурно-минералогическим строением, разными фильтрационно-емкостными и прочими свойствами, и содержащих в себе различные массы нефти или объемы газа. Зная эти закономерности, можно рассчитать:

- общие начальные геологические запасы УВ в толще, вмещающей месторождение. Такая оценка обеспечивает определение содержания всех УВ, независимо от типа и свойств пород, в которых расположено месторождение, и варианта заполнения их порового пространства УВ. В этом случае будет сохранено на будущее знание о запасах УВ в толще пород. При изменении кондиций коллекторов или при развитии технологий добычи будет иметься возможность уточнения различных составляющих запасов УВ на месторождении;

- начальные геологические кондиционные запасы в породах-коллекторах с учетом принятых критериев выделения коллекторов. Возможны 2 варианта определения таких запасов:

- без учета принятых контактов между флюидами в залежах (например, нефть-вода, газ-вода). В этом случае запасы будут содержать оценки, знание которых позволит планировать в будущие периоды добычу всех УВ по вновь созданным технологиям добычи;

- с учетом обоснованных контактов флюидов, как это происходит в современной методологии подсчета запасов.

Определение структуры начальных геологических запасов на этапе реализации подсчета запасов дает дополнительную исходную информацию:

- для оценки затрат на разработку отдельных частей месторождения;
- обоснования экономически оправданного плана ввода месторождения в эксплуатацию;
- набор показателей для проведения работ по ТЭО КИН (КИГ).

На этапе эксплуатации месторождения сведения о структуре начальных геологических запасов служат инструментом при анализе текущего состояния разработки месторождения и могут использоваться для выработки

Установленные закономерности структуры запасов могут служить основой при планировании разработки на ее начальном этапе или для уточнения на текущем этапе эксплуатации мероприятий по оптимизации процессов извлечения УВС из недр в пределах расположения отдельных залежей на месторождении

мероприятий по оптимизации эксплуатации его в целом и на отдельных участках распространения коллекторов (отдельных залежей в геологических телах). Достоверное знание структуры запасов обеспечивает повышение достоверности:

- обоснования или подтверждения текущей величины КИН (КИГ);
- определения технико-экономических показателей эксплуатации месторождения;
- оценки затрат на ввод в действие технологической разработки (затрат на создание новых или модификацию существующих технологий);
- расчета добычных показателей, которые могут быть достигнуты при разработке залежи.

При использовании данных о структуре начальных геологических запасов в процессе разработки месторождения можно определить соответствие ее долей:

- фактически извлеченным запасам на текущий период анализа результатов разработки;

– планируемым оставшимся извлекаемым запасам УВ;

- остаточным (неизвлекаемым) запасам.

Перечисленные факторы в целом определяют тактику нефтеизвлечения УВ из недр, и, как результат, способствуют выработке варианта эффективного использования месторождения, обеспечивающего получение недропользователем максимальной прибыли в текущий и последующий периоды его эксплуатации.

Анализ пространственного расположения на территории месторождения участков, соответствующих составляющим структуры запасов, служит основой анализа выработанности залежей. В этом случае определение структуры запасов позволяет:

- оценить изменение в трехмерном пространстве потенциальных добычных характеристик пород в толще;
- определить наиболее рациональные схемы извлечения УВ при разработке отдельных участков месторождения;
- оценить технико-экономические показатели разработки;
- установить локальные объемы пород (геологических тел), сохраняющих свои фильтрационные свойства и вероятно содержащих извлекаемые и не извлекаемые УВ;
- выявить пространственное положение в пределах месторождения мест сосредоточения остаточных запасов.

Установленные закономерности структуры запасов могут служить основой при планировании разработки на ее начальном этапе или для уточнения на текущем этапе эксплуатации мероприятий по оптимизации процессов извлечения УВС из недр в пределах расположения отдельных залежей на месторождении.

Результаты оценки структуры запасов могут рассматриваться как в трехмерном пространстве геологической модели, так и в форме двумерных карт, отражающих распространение проекций соответствующих геологических тел на горизонтальную плоскость. Они могут быть сопоставлены с данными текущей разработки залежи и позволят локализовать по картам и в пространстве по трехмерной геологической модели участки залежи нефти, из которых к текущему моменту выработаны запасы, или которые могут быть вовлечены в разработку, а также выявить участки месторождения, на которых могли образоваться застойные зоны, не затронутые разработкой, техногенные ловушки за счет перетоков флюидов при заводнении и пр. По

величинам ФЕС выделенных геологических тел можно прогнозировать вероятные наиболее адекватные технологии воздействия на пласты, обеспечивающие максимально возможное извлечение УВ.

На основе установленной структуры геологических запасов и анализа данных о накопленной на момент исследования добыче флюидов, а также с учетом достигнутых к этому моменту показателей разработки, можно выявить тела в толще, которые могут содержать вероятные остаточные запасы. Для подтверждения того, что выявленные скопления УВ являются остаточными, можно выполнить целый комплекс геофизических и промысловых работ в эксплуатационных скважинах, пробуренных в районах распространения выявленных геологических тел, по этим данным установить фактическое наличие остаточных запасов и на основе полученной информации обосновать мероприятия по вовлечению их в разработку.

Структура начальных геологических запасов может быть определена по данным рассчитанного по формуле объемного метода подсчета запасов [4] содержания масс нефти (объемов газа) во всех одинаковых по размеру элементарных объемах геологической среды, вмещающей залежи УВ на месторождении. В случае представления геологической среды как трехмерной сетки элементарный объем геологической среды определяется размером ячейки этой сетки. Выделение отдельных составляющих структуры запасов заключается в анализе показателей, определяющих свойства слагающих нефтегазонасыщенных коллекторов и неколлекторов во всех ячейках геологической модели, классификации ячеек по этим показателям, расчете суммарных масс (объемов) УВ по ячейкам, отнесенным к отдельным выделенным частям такой классификации. Перечень и параметры показателей классификации принимаются в соответствии с поставленной целью определения структуры запасов, а также выполнения соглашения о том, что выделенные части запасов должны принадлежать отдельным геологическим телам в толще, вмещающей месторождение. При этом можно учесть минимальные размеры таких тел.

Авторы выполнили методические работы по обоснованию методологии определения структуры геологических запасов на месторождениях нефти и газа в терригенных отложениях. Исследования показали, что наиболее типичным подходом с определению структуры запасов в таком разрезе является

классификация содержащихся в толще нефтегазонасыщенных коллекторов: а) сначала по их структурно-минералогическому строению (фракционному и минералогическому составу слагающих скелет породы частиц) и выделению среди них различных литологических типов пород-коллекторов (крупно- и мелкозернистые песчаники, алевроитовые песчаники, алевролиты, песчаные алевролиты, глинистые песчаники, глинистые алевролиты и пр.); б) затем – разделение отдельных литологических типов пород-коллекторов по пористости, абсолютной проницаемости и содержанию связанной воды. Для реализации такого подхода были применены разработанные авторами технология комплексной переинтерпретации данных ГИС по методике ТАВС [1, 2, 6]; технология трехмерного литолого-фациального геологического моделирования [3].

При определении структуры начальных геологических запасов на конкретном месторождении производятся следующие работы.

1. Переинтерпретация данных ГИС по всем скважинам месторождения по методике ТАВС с определением параметров, используемых при геологическом моделировании: структурно-минералогической модели пород (пористость, содержание в скелете породы песчаной, алевроитовой, глинистой фракций, карбонатного цемента, выделяются прослойки углей, солей, карбонатов); флюидальной модели порового пространства (содержание связанной и подвижной воды, нефти или газа); абсолютной проницаемости.

2. Создание трехмерной литолого-фациальной геологической модели на основе использования данных о свойствах пород, полученных по данным ГИС. Для каждой ячейки геологической модели определяются следующие свойства: литология, содержание в скелете породы песчаной, алевроитовой и глинистой фракций, карбонатного цемента, коэффициенты пористости, связанной воды, абсолютной проницаемости. Для пород-коллекторов определяется коэффициент нефтегазонасыщенности.

3. Определение масс нефти или объема газа индивидуально для всех ячеек геологической модели, являющихся нефтегазонасыщенными коллекторами. Расчет этих данных выполняется по формуле объемного метода подсчета запасов [4] с использованием параметров, установленных для каждой ячейки трехмерной модели.

При определении структуры начальных геологических запасов:

– выполняется разделение ячеек геологической модели, содержащих УВ, на группы в соответствии с принятой схемой классификации пород по диапазонам изменения значений совокупности представленных выше параметров. Состав таких параметров и принципы классификации пород по этим параметрам обосновываются по предварительному исследованию геологической неоднородности комплекса пород в пределах месторождения. В качестве примера можно привести разделение ячеек геологической модели по диапазонам изменения емкостных и фильтрационных свойств на основе использования трехмерных параметров пористости и абсолютной проницаемости коллекторов. Выделенные группы ячеек геологической модели должны представлять некоторые замкнутые пространства, т.е. представлять в своей совокупности целостные геологические тела;

– определяются геологические запасы для каждой выделенной группы суммированием масс нефти или объемов газа по всем ячейкам, составляющим эти группы, а затем рассчитываются доли этих запасов в общем объеме геологических запасов на месторождении.

В **табл. 1** в качестве примера приведены данные о структуре начальных геологических запасов одного из месторождений в пределах Тимано-Печорской провинции (представленные величины масс нефти несколько искажены по отношению к истинным их значениям на этом месторождении). Нефтегазоносная

толща представлена преимущественно кварцево-полевошпатовыми песчаниками и алевритами среднего девона. Общие запасы нефти в залежи составляют 114,2 млн т, извлекаемые запасы оценены в объеме 61 млн т. Фактическая добыча на дату анализа составила 48 млн т. Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 61 млн т – 48 млн т = 13 млн т.

При определении структуры запасов на месторождении были учтены только ФЕС пород-коллекторов, т.к. выполненные исследования показали относительно малое влияние изменчивости структурно-минералогического строения пород-коллекторов на результаты анализа.

Диапазоны изменения коэффициентов пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) пород-коллекторов были выбраны с учетом возможности согласования объемов извлеченных УВ из недр и оценки такого объема из совокупности ячеек геологической модели, представляющих высокопористые и высокопроницаемые породы, из которых в первую очередь должна добываться нефть. На основе многократных расчетов по трехмерной модели были обоснованы диапазоны K_p и $K_{пр}$, которые приведены в **табл. 1**.

Анализ данных **табл. 1** показал, что объем накопленной добычи нефти практически совпадает с суммарной массой нефти, которая была сосредоточена в залежи в породах с пористостью более 12% и абсолютной проницаемостью выше 50 мд. В **табл. 1** ячейки с та-

Таблица 1.
Анализ структуры начальных геологических запасов нефти на месторождении

Запасы нефти в породах-коллекторах в заданных диапазонах ФЕС (диапазоны пористости K_p и абсолютной проницаемости $K_{пр}$, мд)							
Диапазон изменения K_p , %	Диапазоны изменения абсолютной проницаемости $K_{пр}$, мд						Суммарные запасы по K_p , млн т Доля от общих геологических запасов, %
	1–10	10–30	30–50	50–70	70–100	> 100	
7–10	10,24	3,19	0,56	0,056			<u>14,05</u> 12,3
10–12	7,86	12,95	4,34	2,08	0,89		<u>28,12</u> 24,6
12–15	1,25	11,7	10,22	7,78	8,81	12,14	<u>51,9</u> 45,4
> 15	0,005	0,28	0,76	1,1	2,00	16,00	<u>20,15</u> 17,7
	Суммарные запасы, распределенные по $K_{пр}$, млн т						114,22
	Доля от общих геологических запасов, %						
	<u>19,4</u> 17,0	<u>28,12</u> 24,6	<u>15,88</u> 13,9	<u>11,02</u> 9,6	<u>11,7</u> 10,3	<u>28,1</u> 24,6	100

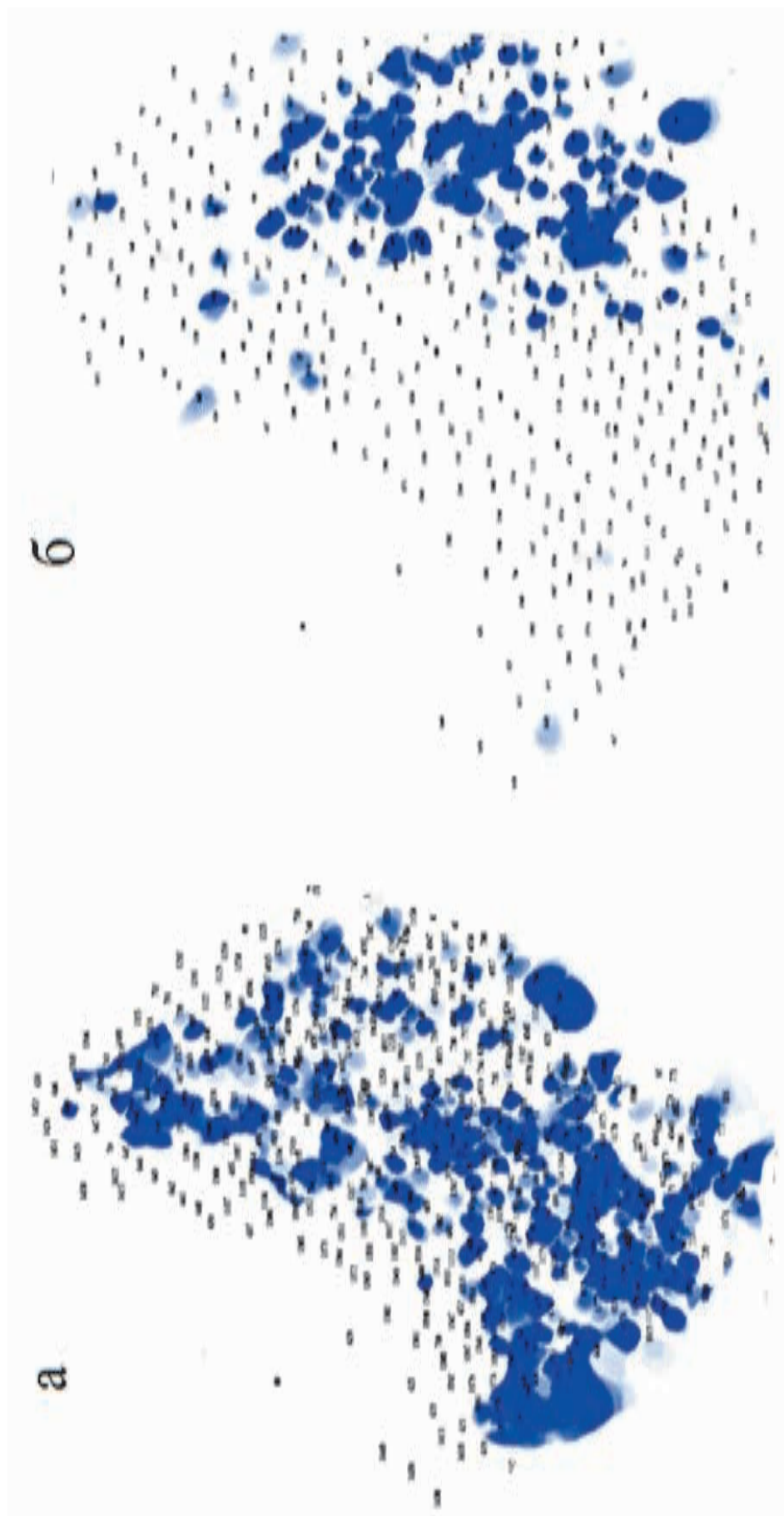


Рис. 1. Горизонтальная проекция объемов пород в одном из продуктивных пластов на месторождении, соответствующих: а) накопленной добыче нефти, б) вероятному сосредоточению оставшейся извлекаемой нефти

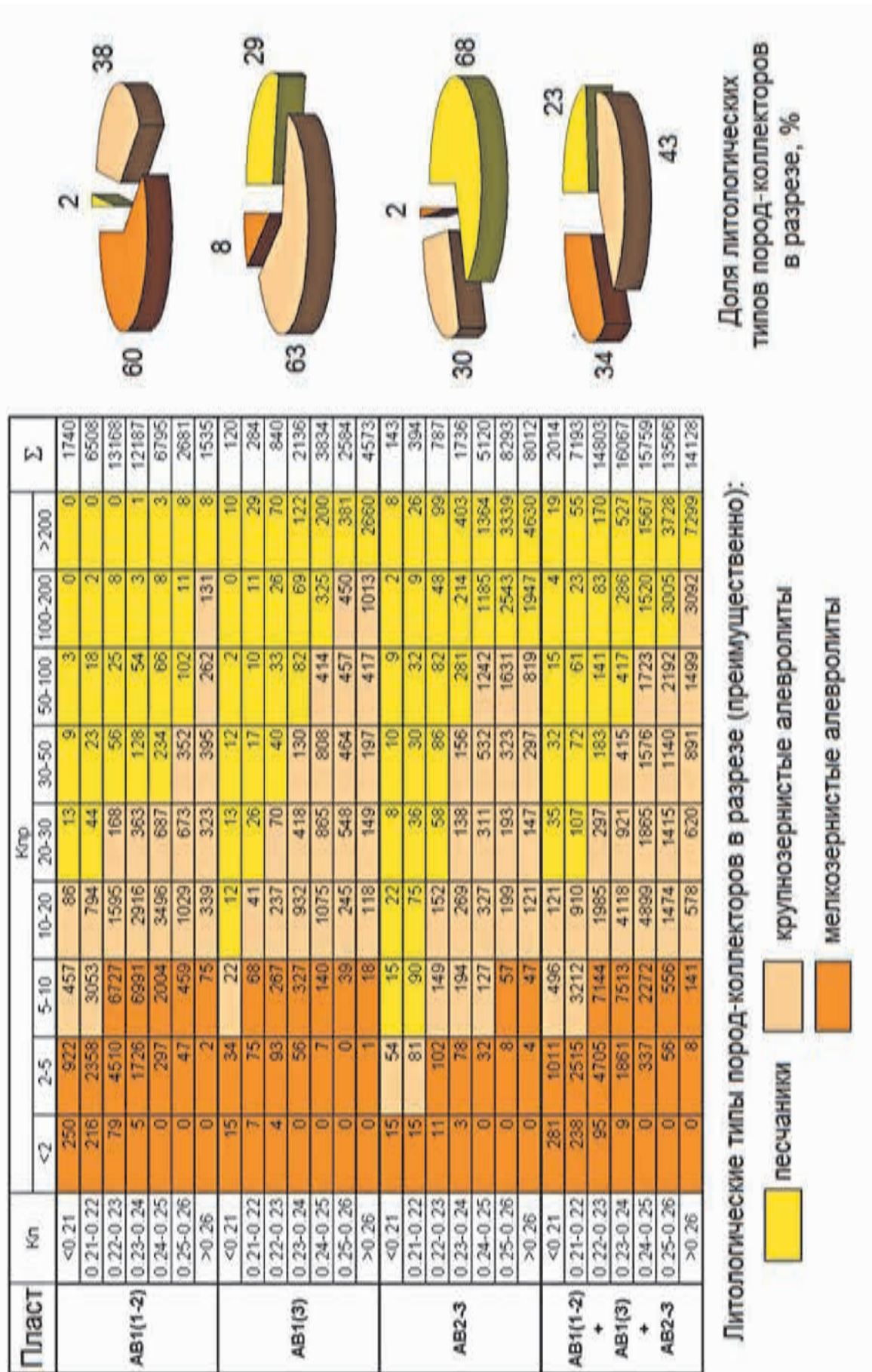


Рис. 2. Структура начальных геологических запасов на участке Самотлорского месторождения.

кими данными изображены красным фоном. Сумма запасов нефти в них равна 47,83 млн т.

В соответствии с проектными документами на разработку остаточный объем извлекаемых запасов на месторождении составляет 13 млн т. Эта величина приблизительно соответствует ячейкам **табл. 1**, отмеченным фоновым фиолетовым цветом (сумма нефти по этим ячейкам равна 18,29 млн т., несколько превышает плановые остаточные запасы). Неизвлекаемый объем УВ содержится в породах, имеющих абсолютную проницаемость не более 10 мд или пористость менее 10%.

Зеленым цветом в **табл. 1** отмечены породы с пористостью более 10% и проницаемостью в диапазоне 10–30 мд. Масса нефти в них равна 24,93 млн т (21,8% от общих геологических запасов). Массу нефти, содержащуюся в таких коллекторах, следует рассматривать как *вероятный потенциал прироста извлекаемых запасов* на месторождении, а участки геологической среды, на которых сосредоточены геологические тела с этими запасами, могут рассматриваться как объекты поиска остаточных запасов. Извлечение УВ из коллекторов этого типа вероятно будет связано с развитием новых методов добычи нефти на этом месторождении.

На **рис. 1** в качестве примера показаны построенные по трехмерной геологической модели горизонтальные проекции объемов пород (геологических тел) для одного из продуктивных пластов на рассматриваемом месторождении, соответствующих накопленной добыче нефти (а) и вероятному размещению в пределах этого продуктивного пласта оставшейся извлекаемой нефти (б), определенной проектными документами на разработку.

Как видно из **рис. 1б**, массы оставшейся извлекаемой нефти в соответствии с геологическим моделированием сосредоточены в геологических телах, расположенных в восточной части месторождения, в которых, как видно из анализа данных **табл. 1**, возможно ухудшение емкостных и фильтрационных свойств по сравнению с телами, из которых добыта нефть к текущему моменту. Эта информация дает сведения для объяснения возможных снижений дебитов нефти, увеличения уровня обводнения добываемой продукции, может быть использована для уточнения технологии эксплуатации конкретных скважин, планирования схем поддержания пластового давления, проведения МУН и пр.

На **рис. 2** приведена структура начальных геологических запасов, определенная по данным литолого-фациального геологичес-

кого моделирования на участке Самотлорского месторождения в разрезе меловых газонефтенасыщенных продуктивных пластов АВ1(1-2), АВ1(3) и АВ2-3. Запасы в таблице на **рис. 2** выражены в условных единицах, приблизительно пропорциональных фактическому содержанию в породах-коллекторах масс нефти.

Продуктивные отложения сформированы в различных фациальных условиях осадконакопления (АВ1(1-2) – континентальные, АВ1(3) – прибрежные и АВ2-3 – прибрежно-морские). Они характеризуются значительной структурно-минералогической неоднородностью. При высокой пористости

Расширение работ по определению структуры начальных геологических запасов на эксплуатируемых месторождениях позволит более полно исследовать потенциальные возможности применения этих данных при оптимизации процессов извлечения нефти и газа на различных стадиях разработки месторождений УВ

породы-коллекторы в разрезе характеризуются невысокой и значительно изменяющейся проницаемостью (1–200 мд). Как видно из таблицы на **рис. 2**, запасы УВ в пределах пласта АВ1(1-2) сосредоточены в мелкоалевритовых породах (60% массы нефти), имеющих проницаемость менее 10 мд, и крупноалевритовых коллекторах (38% массы нефти) с проницаемостью в диапазоне 10–200 мд. В пласте АВ1(3) основная масса нефти сосредоточена в крупнозернистых алевролитах (63%) и песчаниках (29%). Доля же нефтенасыщенных коллекторов в мелкозернистых алевролитах снижается до величины 8%. Пласт АВ2-3 содержит запасы нефти, сконцентрированные в песчаниках (68%) и крупнозернистых алевролитах (23%). Содержание УВ в мелкоалевритовых породах ничтожно (2%). В таблице на **рис. 2** ячейки, соответствующие различным литологическим типам коллекторов, изображены разным цветом.

В отличие от примера, представленного в *табл. 1*, при определении структуры запасов в пластах группы АВ на Самотлорском месторождении важную роль играет учет литологических типов пород.

Представленные на *рис. 2* данные демонстрируют существенную значимость знания структуры запасов в пластах группы АВ Самотлорского месторождения при обосновании принципов разработки залежей нефти и газа из этих отложений.


Заключение

Анализ данных о структуре начальных геологических запасов на основе данных, представленных в таблицах, примеры вариантов которых даны в *табл. 1* («матрица Запасы-ФЕС») и *рис. 2* («Куб Запасы-Структура пород-ФЕС»), позволяет получить информацию об общих закономерностях заполнения нефтью пород различного структурно-минералогического состава, сложенных частицами разных фракций и содержащих поровые каналы разных размеров и объемов. Эти факторы определяют систему сил (гравитационные, капиллярные, адсорбционные, смачивания и др.), которые в интегрированном виде проявились в процессе формирования залежей УВ в конкретных по строению геологических отложениях и контролируют фильтрацию флюидов (УВ, пластовая вода) в геологической толще. Исследование структуры начальных геологических запасов служит выявлению таких закономерностей и, таким образом, является компонентом системы научного познания нефтегазоносности месторождений УВС.

Опыт оценки структуры геологических запасов на целом ряде нефтяных и газовых месторождений РФ, накопленный авторами, показывает, что эта важная в теоретическом и практическом отношении геологическая ин-

формация о строении месторождений и о добычных свойствах содержащихся в них залежах УВ может выявляться при реализации автономного технологического процесса в составе работ по подсчету запасов, а также в любой момент времени после подсчета запасов, в период осуществления эксплуатации месторождения. Для реализации этой технологии требуется только накопленная геолого-геофизическая и промысловая информация, которая обычно используется при подсчете запасов и геологическом моделировании. При реализации этой технологии осуществляется повторная углубленная обработка этой информации.

Для достоверной оценки структуры запасов требуется применение технологий углубленной интерпретации данных ГИС, обеспечивающей получение расширенной геологической информации, а также осуществление геологического моделирования, в процессе которого можно получить достоверную геологическую модель, отражающую фактическое пространственное изменение геологической неоднородности строения толщ, вмещающей месторождение, и максимально достоверно оценить пространственное изменение нефтегазонасыщения пород-коллекторов. Для терригенного разреза такие технологии разработаны авторами и представлены выше. Для оценки структуры запасов в карбонатных комплексах пород требуется проведение дополнительных методических исследований.

Расширение работ по определению структуры начальных геологических запасов на эксплуатируемых месторождениях позволит более полно исследовать потенциальные возможности применения этих данных при оптимизации процессов извлечения нефти и газа на различных стадиях разработки месторождений УВ. 

Литература

1. Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Афанасьев А.В. Способ определения геологических свойств терригенной породы в околоскважинном пространстве по данным геофизических исследований разрезов скважин. Патент РФ № 2219337, 2003.
2. Афанасьев С.В. Технология комплексной переинтерпретации данных геофизических исследований скважин при создании трехмерной геологической модели длительно разрабатываемой залежи // Нефтяное хозяйство. 2005. № 2. С. 12–17.
3. Афанасьев С.В., Батрак А.Н. Методика восстановления литологии пород по данным геофизических исследований при создании трехмерной геологической модели в терригенном разрезе // Нефтяное хозяйство. 2005. № 5. С. 17–19.
4. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003.
5. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00, Минтопэнерго РФ. М. 2000. 130 с.

6. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Киселев М.Н., Афанасьев С.В., Афанасьев В.С. Анализ пространственного изменения геологической неоднородности и газоносности, оцениваемой по данным ГИС // Нефтяное хозяйство. 2013. № 3. С. 12–17.

UDC 550.8.056

V.S. Afanasyev, Dr. technical sciences, professor of the department of geophysics MGRI-RSGPU n.a. S. Ordzhonikidze¹, vit_0643@mail.ru

S.V. Afanasyev, Ph.D, CEO LTD GIFTS², asv@gintel.ru

1. Russian State Geological Prospecting University n.a. S. Ordzhonikidze. MGRI-RSGPU, 23 Miklukho-Maklai street, Moscow, 117997, Russia;
2. LTD Geoinformation Technologies and Systems. GIFTS, building 1, Liusinovskaia street, Moscow, 103093, Russia.

Determining the structure of geological reserves of oil and gas on the basis of three-dimensional geological modeling - extension of the information to ensure the development of hydrocarbon deposits in clastic sections

Abstract. An important factor in the complete extraction of oil, gas and gas condensate from the interior – information on the spatial change in oil and gas saturation reservoirs within the field of distribution of deposits of hydrocarbons. Its relevance is evident in long-term development of fields, when you want to identify and involve the development of residual reserves of hydrocarbons. Three-dimensional geological modeling fields, which is part of the methodology of calculation of reserves volumetric method allows to receive such information by determining the structure of the initial geological reserves. At the stage of the field information about the structure of the initial geological reserves serve as a tool in the analysis of the current state of development of the field and can be used to develop measures to optimize its operation in general, and in some parts of reservoir distribution (individual deposits in geological bodies). Analysis of the spatial arrangement of the territory of the field plots corresponding component structure of reserves, is the basis of analysis of depletion of deposits. Based on the established patterns of geological resources and analysis of accumulated data at the time of study extraction fluid as well as the progress indicators to this point of development, can be identified in the thickness of the body that may likely contain residual stocks. To confirm that the identified hydrocarbon accumulations are residual, you can perform a whole range of geophysical and field work in the development wells drilled in areas where identified geological bodies, these data establish the actual presence of residual stocks and on the basis of the information received to justify measures to involve them in development. The authors performed methodical work of the study methodology for determining the structure of geological reserves in the oil and gas fields in the clastic sediments. For reliable assessment of the structure of reserves requires the application of technologies in-depth interpretation of GIS data, provides enhanced geological information, and geological modeling exercise, in which you can get reliable geological model reflecting the actual spatial variation of geological heterogeneity structure column that holds the deposit and possible to reliably estimate spatial variation of the oil and gas saturation of reservoir rocks. We have developed such technology for terrigenous section. To assess the structure of reserves in carbonate rock complex requires additional methodological research.

Keywords: three-dimensional geological modeling; estimation of reserves; residual hydrocarbon reserves; stock structure

References

1. Afanasyev V.S., Afanasyev S.V., Afanasyev A.V. *Sposob opredeleniia geologicheskikh svoistv terrigennoi porody v okoloskvazhinom prostranstve po dannym geofizicheskikh issledovaniu razrezov skvazhin* [The method for determining the geological properties of clastic rocks in the area around the borehole geophysical data for wells cuts]. Patent RF, no. 2219337, 2003.
2. Afanasyev S.V. *Tekhnologiya kompleksnoi pereinterpretatsii dannykh geofizicheskikh issledovaniu skvazhin pri sozdaniu trekhmernoi geologicheskoi modeli dlitel'no razrabatyvaemoi zalezhi* [Technology comprehensive reinterpretation of geophysical researches of wells to create a three-dimensional geological model developed for a long time deposits]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2005, no. 2, pp. 12–17.
3. Afanasyev S.V., Batrak A.N. *Metodika vosstanovleniia litologii porod po dannym geofizicheskikh issledovaniu pri sozdaniu trekhmernoi geologicheskoi modeli v terrigenom razreze* [Methods of recovery lithology of geophysical data to create a three-dimensional geological model in terrigenous section]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2005, no. 5, pp. 17–19.
4. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefiti i gaza ob"emnym metodom* [Guidelines for the calculation of reserves of oil and gas volumetric method]. Edited V.I. Petersil'e, V.I. Poroskuna, G.G. Iatsenko. Moscow, VNIGNI, NPTs «Tver'geofizika» Publ., 2003.
5. *Reglament po sozdaniiu postoianno deistvuiushchikh geologo-tekhnologicheskikh modelei nefitnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii* [Regulation on the establishment of permanent geological and technological models of oil and gas deposits]. RD 153-39.0-047-00, Mintopenergo RF. Moscow, 2000, 130 p.
6. Cherepanov V.V., Men'shikov S.N., Variagov S.A., Kiselev M.N., Afanasyev S.V., Afanasyev V.S. *Analiz prostranstvennogo izmeneniia geologicheskoi neodnorodnosti i gazonosnosti, otsenivaemoi po dannym GIS* [Analysis of the spatial variation of geological heterogeneity and gas content, evaluated according to well logging]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 12–17.