

УДК 552.578.2:550.34.06.013.22

**А.В. Лобусев**, д.г.-м.н., профессор; **М.А. Лобусев**, к.т.н., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **И.З. Чупикова**, главный геолог, НГДУ «Елховнефть»; **И.М. Бакиров**, к.т.н., зам. директора по научной работе в области геологии нефтяных месторождений и развития информационных технологий; **Л.Н. Салахова**, ведущий инженер, Институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, e-mail: Salakhova@tatnipi.ru

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

*Разработана методика построения геологической модели сложнопостроенной нижнекаменноугольной залежи нефти, способствующая повышению качества дифференцированного подсчета запасов нефти по пластам, увеличению детальности гидродинамической модели и повышению точности дальнейших расчетов. Построенная модель позволяет более целенаправленно проводить выбор мероприятий по интенсификации и совершенствованию разработки месторождений.*

Как известно, региональная нефтеносность терригенных и карбонатных отложений нижнекаменноугольной системы юго-востока Татарстана обусловлена наличием хороших коллекторов и достаточно выдержанных пород-покрышек. Залежи нефти, приуроченные к этим отложениям, характеризуются сложным геологическим строением и содержат высоковязкую нефть.

Основным продуктивным терригенным горизонтом нижнекаменноугольной системы является бобриковский. Он характеризуется такими факторами, как резкая литолого-фациальная изменчивость, выклинивание, заметное увеличение толщин. С геолого-промысловой точки зрения естественно, что наибольший интерес представляют участки с повышенными значениями эффективных толщин бобриковских пластов. Причем в некоторых случаях такие увеличенные мощности практически не влияют на общую толщину разреза нижнего кар-

бона, то есть изменение толщины происходит за счет уменьшения его нижней карбонатной части (турнейского яруса). Можно говорить о том, что песчаные тела бобриковского горизонта врезаются в массив карбонатов турнейского яруса. Такие зоны получили название эрозионных врезов. На протяжении ряда лет проблематикой эрозионных врезов занимаются многие российские ученые и исследователи [1, 3, 4, 5]. Впервые эрозионный тип разреза терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) в республике Татарстан задокументирован в 1952 г. (В.И. Троепольский – скв. 7 Аксубаевская, Мелекесская впадина; А.П. Блудоров – скв. 41 Сулеевская, Южно-Татарский свод) [3]. На территории Татарстана эрозионные врезы получили свое развитие, главным образом на восточном борту Мелекесской впадины, западном склоне Южно-Татарского свода и северной части Ромашкинского нефтяного месторождения.

### ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ

В результате всестороннего изучения геологического строения врезов и залежей нефти, приуроченных к ним или каким-либо образом связанных с ними, проведенного на примере Нератовского поднятия Соколкинского месторождения, было установлено, что при создании геологической основы для проектирования наиболее оптимальной системы разработки первоочередными задачами являются выделение на площади залежи границ распространения врезов; установление глубины размыва; детальное изучение геологического строения залежей, осложненных врезами. Основные запасы нефти Соколкинского месторождения сосредоточены в терригенных коллекторах бобриковского горизонта и в карбонатных коллекторах турнейского яруса нижнего карбона. Для продуктивных отложений бобриковского горизонта характерна довольно

**Таблица 1. Характеристика нижнекаменноугольных залежей Соколкинского месторождения**

Параметры	Залежи терригенных коллекторов		Залежи карбонатных коллекторов	
	Бобриковские пласты	Врезовые пласты	Кизеловско-черепетский	Упино-малевский
Средняя глубина залегания, м	1168,6	1174,4	1181	1204
Общая нефтенасыщ. толщина, м	5,2	10,2	27	17,8
Эффектив. нефтенасыщ. толщина, м	2	4,1	8,8	8,3
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,443	0,45	0,429*	0,587*
Расчлененность	1,8	2,1	5,073	3,927
Абсолютная отметка ВНК, м	-927,1	-933,2	-933,2 0,123 0,09 0,783 0,435 2,4 24,8 12,75 854	
Пористость, д.ед.	0,186	0,21		
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,417	0,46		
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,73	0,833		
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,556	0,56		
Давление насыщения, МПа	2,92			
Вязкость динамическая, мПа*с	41,2			
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	14,42			
Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	863			

0,429\*– доля проницаемых прослоев в карбонатном массиве.

высокая степень неоднородности, пласты характеризуются литологической изменчивостью. Терригенные пласты-коллекторы в основном представлены песчаниками, в некоторых скважинах они сложены алевролитами. По данным ГИС, в турнейской толще выделяется до 18 отдельных пористо-проницаемых нефтенасыщенных прослоев, что также указывает на весьма высокую степень расчлененности карбонатного разреза.

Геолого-промысловая характеристика рассматриваемых нижнекаменноугольных залежей Нератовского поднятия Соколкинского месторождения приведена в таблице 1.

**СТРУКТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ**

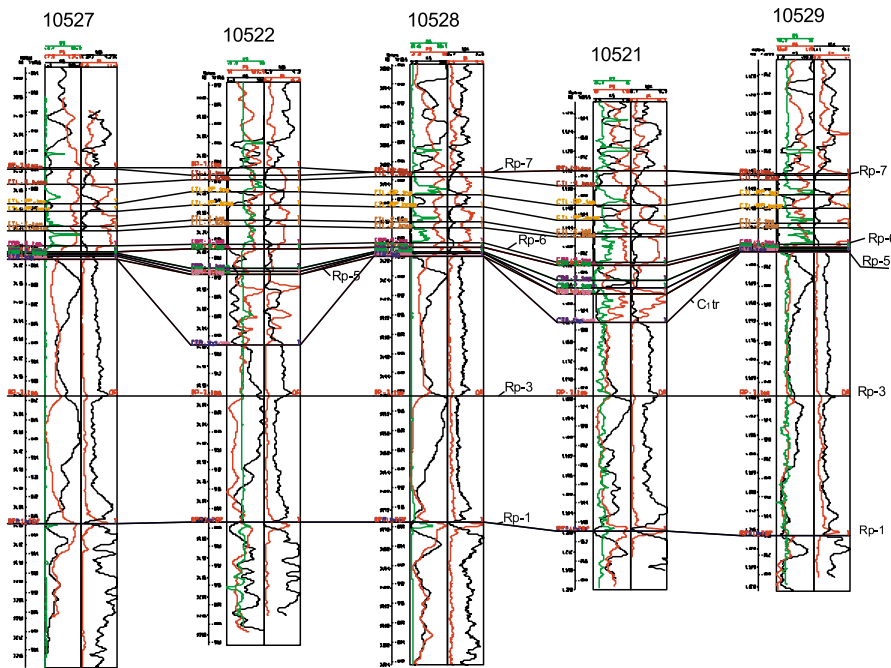
При создании схемы описания продуктивной части разреза нижнекаменноугольной системы предлагается метод универсализации или стандартизации справочника пластов, с тем чтобы его можно было применить ко всем скважинам одинаково – и к «врезовым», и к «неврезовым». Это является одним из основных условий успешности структурного моделирования залежи. Определяющую роль при установлении последовательности напластования пород имеет выделение в разрезе скважин реперных границ [2]. В продуктивных нижнекаменноугольных отложениях выделены следующие реперные поверхности: Rp-1 (подошва турнейского

яруса), Rp-3 (кровля нижнетурнейского подъяруса), Rp-5 (кровля турнейского яруса), Rp-6 (кровля бобриковского горизонта), Rp-7 (кровля тульского горизонта). Следует отметить, что реперная поверхность – кровля турне – RP-5 должна выделяться во всех скважинах, во врезовых скважинах она проведена условно и называется восстановленной поверхностью турне. Дополнительно выделяется кровля вскрытых турнейских карбонатов C<sub>1tr</sub> в скважинах, вскрывших размытую часть разреза, и здесь же – массив врезовых отложений, условно выделенный как C<sub>1bb-0</sub>. В скважинах, не подвергшихся размыву, поверхности Rp-5 и C<sub>1tr</sub> совпадают, а массив отложений C<sub>1bb-0</sub> выделяется в виде точки (1276,2- 1276,2). Выделение в каждой скважине всех пластов и реперов даст возможность для моделирования структурных форм с различными типами разрезов без дополнительной оцифровки границ и поверхностей. С помощью технологии математического моделирования структурных поверхностей выполнялись расчет и построение структурных сеток по кровлям и подошвам продуктивных пластов и пропластков. При этом было соблюдено необходимое условие для применения методики расчета – наличие отметок глубин всех структурных поверхностей в каждой скважине.

На рисунке 1 представлена схема корреляции продуктивного разреза нижнего карбона, выполненная в программном комплексе StratWorks, на которой выделены все отстроенные стратиграфические поверхности.

**МЕТОДИКА ВЫДЕЛЕНИЯ ГРАНИЦ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЭРОЗИОННЫХ ВРЕЗОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ТОЛЩИН**

Для выявления скважин, вскрывших врезовой разрез, и дальнейшего определения границ распространения врезов по площади и изучения их геологического строения по разрезу предлагается использовать метод анализа толщин с привлечением статистических распределений. В связи с этим было проведено исследование по всему пробуренному фонду скважин Нератовского поднятия Соколкинского поднятия, включающего 182 скважины. Именно на этой территории месторождения врезы имеют самое широкое распространение: 37 скважин вскрыли эродированную поверхность турнейского яруса, что составляет 20% от общей численности скважин этого участка. В качестве основного параметра, который использовался в процессе анализа, была выбрана общая толщина различных комплексов нижнего карбона. Для этого были построены следующие характеристики распределения этих толщин:



**Рис. 1.** Схема корреляции нижнекаменноугольных отложений по линии скважин №10527-10529 относительно поверхности Rp-3. Rp-1 – подошва турнейского яруса; Rp-3 – кровля нижнетурнейского подъяруса; Rp-5 – кровля турнейского яруса (стратиграфическая); C.tr – кровля турнейского яруса (вскрытая); Rp-6 – кровля бобриковского горизонта; Rp-7 – кровля тульского горизонта

- общая толщина турнейского яруса;
- общая толщина турнейского яруса по скважинам без размыва;
- общая толщина нижнетурнейского подъяруса;
- общая толщина верхнетурнейского подъяруса;
- общая толщина отложений терригенного комплекса.

В результате анализа полученных характеристик распределения толщин различных комплексов рассматриваемого

продуктивного разреза был выявлен ряд характерных особенностей и закономерностей. Так, распределение общих толщин турнейских отложений по всем скважинам выявило четкое разделение групп скважин с нормальным (полным) разрезом и скважин, вскрывших врез (с неполным разрезом) (рис. 2а). Как видно по графику распределения, разделение его на две разные части, характеризующие полноту разреза, соответствует толщине 52 м. Эту величину

можно считать граничным значением или критерием, определяющим наличие размыва.

Распределения толщин нижнетурнейского подъяруса и общей толщины турнейского комплекса, не затронутого размывом, ничем аномальным не выделяются (рис. 2б, 2в). Упино-малевские отложения на месторождении размывом не затронуты.

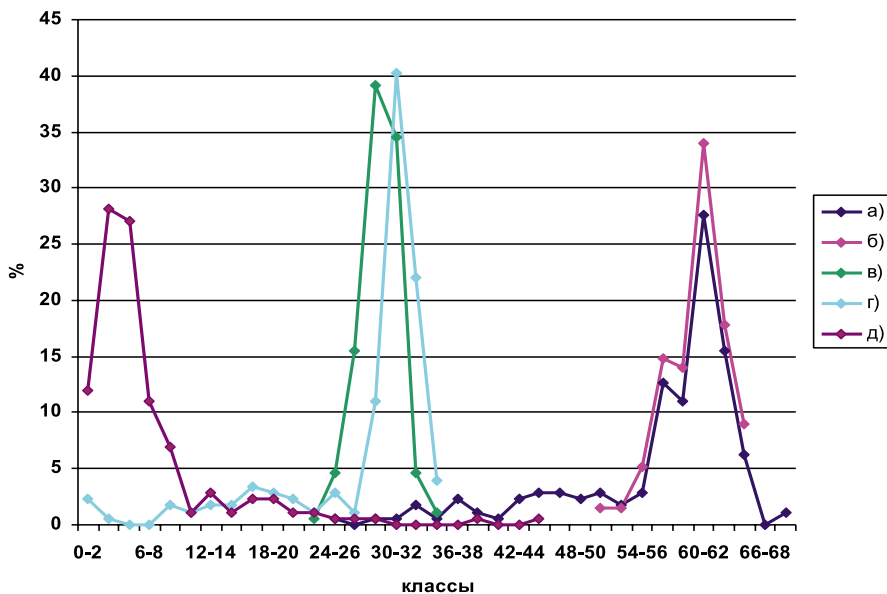
Наиболее интенсивному размыву на территории месторождения подверглись кизеловско-черепетские отложения, что подтверждается распределением толщин данного комплекса. График распределения четко делится на две части, что соответствует двум видам разреза – полному неразмытому и неполному размытому. Граничное значение толщины, при котором начинается размыв, равно 26 м (рис. 2г).

Общая толщина терригенного комплекса включает отложения бобриковско-радаевского горизонта и внутриврезовые отложения. Данное распределение также выявило четкое разделение разреза рассматриваемого комплекса на два вида: незатронутый размывом и размытый, что подтверждается полученным графиком (рис. 2д). В 28% скважин толщина комплекса варьирует в пределах 3–5 м. Граничное значение толщины, при котором график распределения резко делится на две части, соответствует 11 м. Правая часть графика, где значения толщин более 11 м, соответствует области размыва и является врезовой.

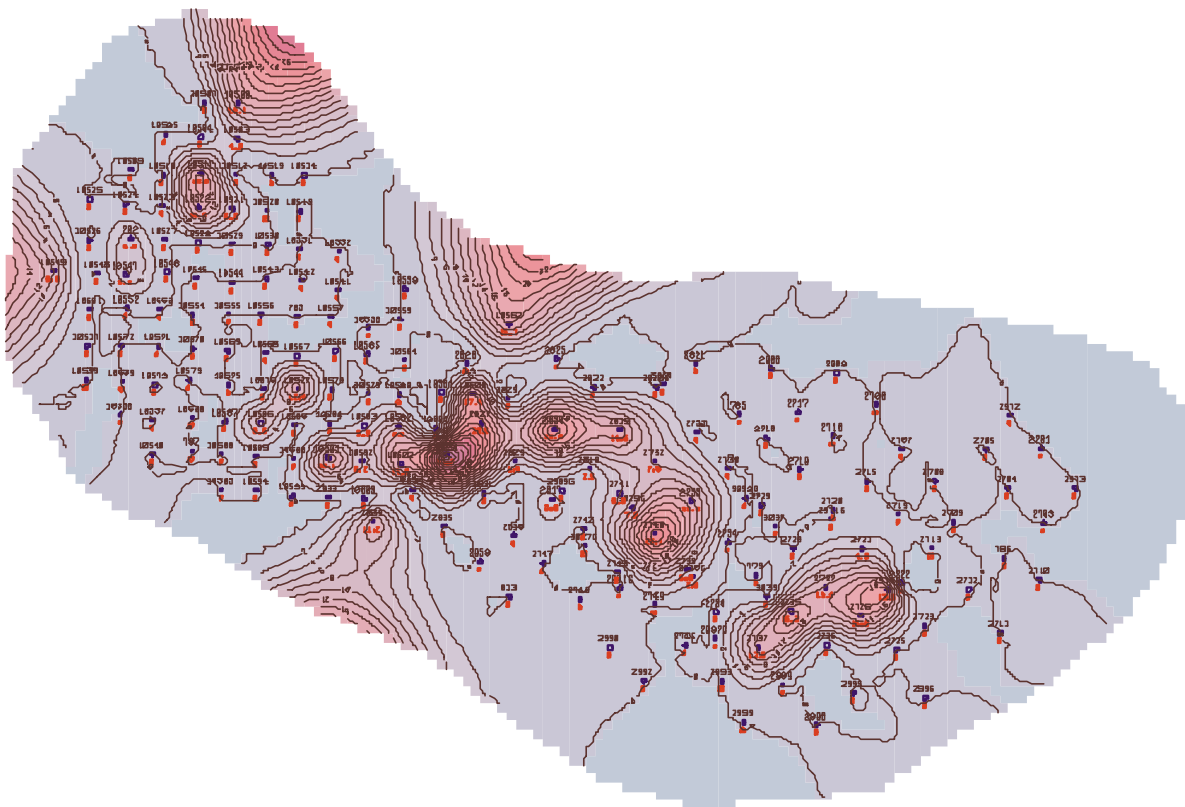
Следует отметить, что параметр толщины распределений турнейского, верхнетурнейского и терригенного комплексов изменяется в широких пределах, что говорит о большом разнообразии врезов по глубине размыва.

Одним из важных этапов моделирования залежей нефти, осложненных врезами, является выявление границ распространения ареалов их развития. Для этого с помощью математических операций с гридами предлагается строить карты общих толщин массивов пород, участвующих в вычислении и определении аномальных рядов толщин. В качестве основных параметров следует принимать:

- общую толщину терригенного массива от кровли бобриковского горизонта (Rp-6) до кровли турнейского яруса;



**Рис. 2.** Распределение общих толщин: а) турнейского яруса; б) турнейского яруса по скважинам без размыва; в) нижнетурнейского подъяруса; г) верхнетурнейского подъяруса; д) терригенного комплекса



**Рис. 3. Нератовское поднятие Соколкинского месторождения. Карта общих толщин врезового массива от Rp-5 до вскрытой кровли турнейского яруса**

- общую толщину турнейского яруса от вскрытой кровли до подошвы (Rp-1);
- общую толщину массива турнейского яруса от его кровли Rp-5 (в том числе восстановленной) до подошвы (Rp-1).

**1.** Вначале отстраивается карта общих толщин терригенного комплекса от кровли бобриковского горизонта Rp-6 до кровли турнейского яруса. На карте выделяются области аномально повышенных значений толщин:

$$H_1 = Rp-6 - C_1.tr.$$

**2.** На карте, отражающей изменение общих толщин карбонатов от вскрытой кровли до подошвы турнейского яруса Rp-1, прослеживаются области пониженных значений толщин карбонатных отложений турнейского яруса:

$$H_2 = C_1.tr - Rp-1.$$

При совмещении первых двух построенных карт получаем совпадение этих аномальных зон. Эти ареалы – зоны развития аномально высоких значений в первом случае и аномально низких значений во втором – соответствуют зонам распространения эрозионных врезов на исследуемой территории Нератовского

поднятия. В результате же суммирования этих карт получаем карту общих толщин терригенно-карбонатного массива пород нижнекаменноугольной системы от Rp-6 до Rp-1.

Методический подход, используемый при построении первых двух карт общих толщин, представляет собой способ определения развития аномальных зон. При совпадении ареалов распространения этих зон в плане получаем решение поставленной задачи на качественном уровне.

**3.** Строится карта общих толщин массива от реперной поверхности Rp-5 до Rp-1, в том числе Rp-5, восстановленная с помощью корреляции в скважинах, вскрывших эрозионные врезы:

$$H_3 = Rp-5 - Rp-1.$$

**4.** Результирующая карта общих толщин отложений врезового массива (рис. 3) от реперной поверхности Rp-5 до кровли турнейского яруса получена путем вычитания данных карты 2 из данных карты 3. Нулевые значения толщин в скважинах соответствуют отсутствию размыва в данной скважине, значения толщин в скважинах соответствуют величине размытой части турнейского яруса:

$$H_{врез} = H_3 - H_2.$$

Построенная на основе предложенного методического подхода карта толщин отложений врезового комплекса нижнекаменноугольной системы дает наиболее четкую картину развития эрозионных врезов на Нератовском поднятии Соколкинского месторождения.

### **3D-МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПОДСЧЕТ НАЧАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ**

Для построения трехмерной геологической модели Нератовского поднятия Соколкинского месторождения использовался программный комплекс Irap RMS 9.0.7 (ROXAR). Объектами моделирования явились продуктивные отложения бобриковского горизонта и турнейского яруса.

При построении стратиграфической сеточной модели залежи бобриковского горизонта и карбонатов нижнетурнейского подъяруса Соколкинского месторождения выбран пропорциональный тип залегания. Исходя из того, что отложения нижнего карбона на данном месторождении осложнены эрозионными врезами, врезовой комплекс C1bb0 и верхнетурнейский карбонатный массив,



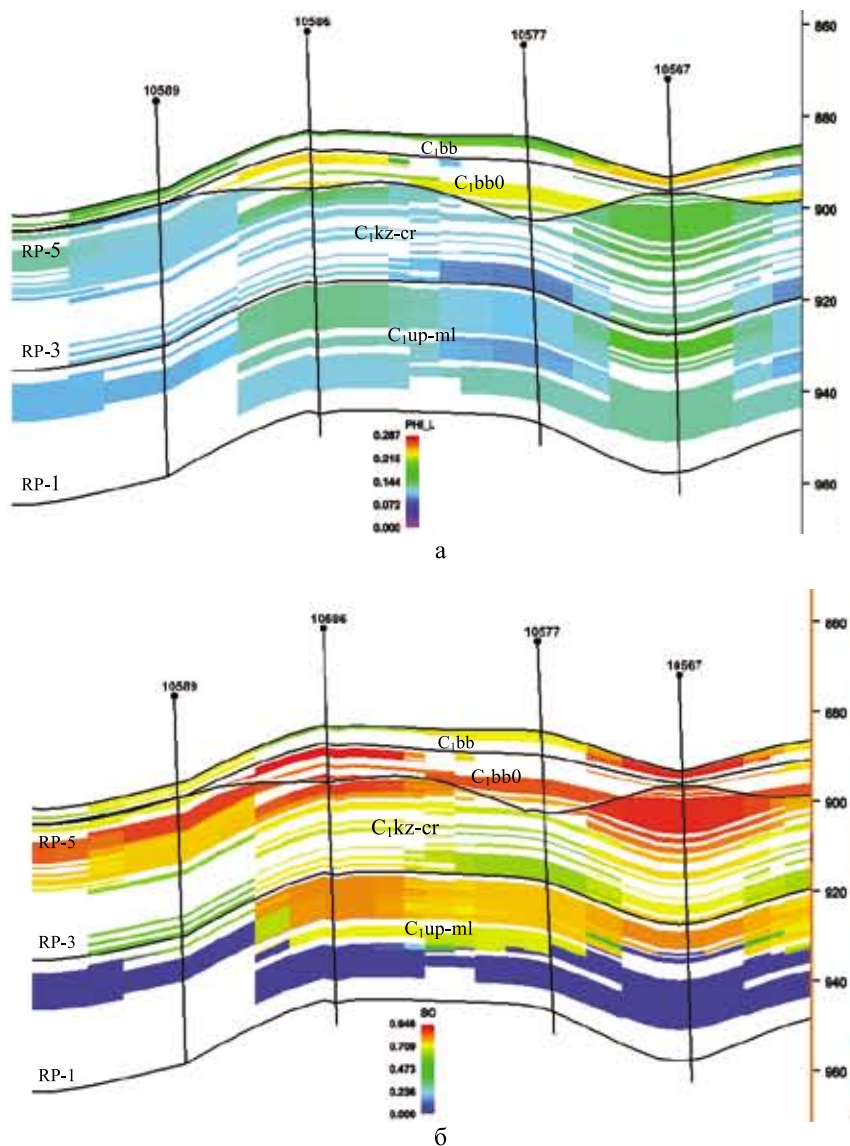


Рис. 4. Распределение пористости (а) и нефтенасыщенности (б) в разрезе по линии скважин 10589-10586-10577-10567

подвергшийся разрушению, были описаны и смоделированы иным способом. Для них был выбран тип залегания слоев, параллельный подошвенному напластованию с вертикальным разрешением в 0,4 м. Таким образом, наиболее полно сохранена геологическая неоднородность и детальность геологического строения терригенных врезовых комплексов и карбонатных отложений турнейского яруса.

Распределения параметров (пористости и нефтенасыщенности) в разрезе эрозионных врезов по линии скважин представлены на рисунке 4.

Подсчет начальных геологических запасов нефти в модели выполнялся объемным методом. В расчете объема использовались ячейки, находящиеся выше поверхности водонефтяного контакта. Результаты расчетов, сравнение подсчетных параметров и запасов по горизонтам приведены в таблице 2.

Начальные геологические запасы бобринского горизонта и турнейского яруса, подсчитанные в модели, представлены дифференцированно по пластам. При этом особенно актуальным явилось структурно-стратиграфическое выделение внутриврезовых комплексов и залежей нефти, приуроченных к ним. В результате осуществленного геологического 3D-моделирования выделены отдельно запасы врезового комплекса  $C_1bb0$ , которые составили 888,436 тыс.т. Выделение врезовых залежей нефти по-

Таблица 2. Сравнительная таблица начальных геологических запасов нефти

Горизонт, ярус	Пласты	Подсчет запасов (ТГРУ, 2003 г.)						Подсчет запасов по модели (Irap RMS, 2010 г.)				Расхождение запасов, %
		Объем нефт. пород тыс.м <sup>3</sup>	Кп, д.ед.	Кн, д.ед.	Пересчет. коэффициент	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Нач. геолог. запасы нефти, тыс.т	Объем нефт. пород тыс.м <sup>3</sup>	Кп, д.ед.	Кн, д.ед.	Нач. геолог. запасы нефти, тыс.т	
Бобринский	$C_1bb2$						1632,89	0,170	0,737	171,782		
	$C_1bb1^3$						10925,098	0,195	0,766	1370,238		
	$C_1bb1^2$						1799,347	0,195	0,766	225,675		
	$C_1bb1^1$						260,103	0,192	0,759	31,870		
	$C_1bb0$						6508,968	0,198	0,821	888,436		
Всего по горизонту		20335,391	0,189	0,806	0,952	0,882	2601	21126,406	0,191	0,77	2687,995	+3,3
Турнейский кизеловско-черепетский	$C_1kz-cr$							93306,209	0,124	0,741	7491,596	
	$C_1up-ml$							35286,596	0,131	0,759	3029,464	
Всего по ярису		123659,671	0,123	0,783	0,980	0,896	10458,000	128592,805	0,126	0,746	10521,06	+0,6

вышает точность и детальность проведения анализа заводнения коллекторов и выработки запасов нефти из пластов, а на основе этого становится возможным проектировать на них отдельную систему разработки.

Анализ структуры запасов, подсчитанных в модели, показал весьма неоднородное распределение начальных запасов по пластам бобриковского горизонта. Максимальное количество запасов сосредоточено в пласте  $C_{1bb1}^3$  (51%), который является доминирующим как по площади распространения, так и по толщине. По своим коллекторским свойствам он практически идентичен с другими бобриковскими пластами. Вторым по запасам на Нератовском поднятии является комплекс  $C_{1bb0}$  (32%). Несмотря на то что он имеет локальное распространение, пласты внутриврезового комплекса отличаются от бобриковских

степенью нефтенасыщения – 0,821 д.ед. (0,737–0,766 д.ед. – в бобриковских пластах), пористостью – 0,198 д.ед. (0,17–0,195 д.ед. – в бобриковских пластах) и средним значением эффективной нефтенасыщенной толщины – 4,0 м (1,1–1,9 м – в бобриковских пластах).

Таким образом, детальное расчленение разреза бобриковско-радаевского горизонта, а также выделение врезового массива и продуктивных пластов в его составе имеют определяющее значение. Как показал настоящий опыт, построенные на этой основе уточненные геолого-промысловые модели нижнекаменноугольных залежей нефти, осложненных эрозионными врезами, имеют исчерпывающую детальность геологического строения. Учет геологической неоднородности продуктивных пластов способствует увеличению детальности гидродинамической модели,

что приводит к повышению точности дальнейших расчетов в математическом моделировании [6].

#### ВЫВОДЫ

**1.** Разработана методика построения геолого-промысловой модели сложно-построенной нижнекаменноугольной залежи нефти, способствующая повышению качества дифференцированного подсчета запасов нефти по пластам, увеличению детальности гидродинамической модели и повышению точности дальнейших расчетов.

**2.** Построенная геолого-промысловая модель позволяет проводить дифференцированный анализ заводнения и выработки запасов из пластов залежей, осложненных врезами, а в дальнейшем – целенаправленный выбор мероприятий по интенсификации и совершенствованию разработки месторождений.

#### Литература:

1. Гутман И.С., Осипова Г.Э. Природа повышенных мощностей пластов-коллекторов в зонах эрозионных врезов терригенной толщи нижнего карбона на юго-востоке Татарии // Геология нефти и газа. – 1983. – № 6. – С. 6–12.
2. Лобусев А.В., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; Кафедра промысловой геологии нефти и газа. – М., 2008. – 153 с.
3. Мухаметшин Р.З. Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. – М.: Геоинформмарк, 2006. – 80 с.
4. Талипов Р.С., Сарваретдинов Р.Г., Гильманова Р.Х., Мельников М.Н. О геометризации площади распространения «врезов» // Нефтепромысловое дело. – 2003. – №12. – С. 102–107.
5. Ларочкина И.А. Нефтеносность частично размытых турнейских пород на территории Татарской АССР // Геология нефти и газа. – 1984. – № 2. – С. 5–8.
6. Низаев Р.Х., Рамазанов Р.Г., Сидоров С.В., Оснос Л.Р. Состояние, особенности и проблемы построения геологических и гидродинамических моделей мелких месторождений. Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. М.: ВНИИОЭНГ. – 2008 г. – 111–126 с.

**Ключевые слова:** нефтеносность, залежь нефти, общая толщина, распределение параметра, размыв, литолого-фациальная изменчивость, геологическая модель, продуктивный разрез.

# ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ И НКТ НЕФТЕПРОВОДНЫЕ, БУРИЛЬНЫЕ

В ТОМ ЧИСЛЕ С КОРРОЗИОННОСТОЙКИМ ПОКРЫТИЕМ «АРГОФ»

426063, УР, г. Ижевск, ул. Мельничная, 46 • тел.: (3412) 66-22-66 • udmprk.ru, udmprk.pф

на правах рекламы



**Удмуртская Промышленная Компания**