

# МЕТОДОЛОГИЯ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ГОРИЗОНТА Ю<sub>1</sub> НИЖНЕВАРТОВСКОГО РАЙОНА



ШПУРОВ И.В.  
ФГУП «ЗапсибНИИГТ»

**Отсутствие обоснованных геолого-технологических моделей продуктивных пластов может привести и, как правило, приводит к ошибкам при проектировании мероприятий по вовлечению запасов нефти в разработку**

**П**роблема эффективного освоения месторождений нефти, представленных продук-

80-х годов прошлого столетия. Однако, несмотря на известные достижения в области повышения продуктивности скважин, связанные в основном с внедрением метода ГРП, данная проблема еще далека от своего решения.

Объясняется это во многом неоднозначностью имеющихся в настоящее время геолого-технологических моделей месторождений, точность которых, в свою очередь, не позволяет осуществлять проектирование и объективный прогноз результатов геологических мероприятий по со-

вершенствованию разработки месторождения.

Основной проблемой, с которой приходится сталкиваться при построении геологических и фильтрационных моделей резервуаров, представленных отложениями юрского возраста, является недостаточная степень обоснованности фильтрационных параметров продуктивных пластов, что, по сути, определяет адекватность фильтрационных моделей реальным условиям разработки и точность прогноза уровней добычи углеводородов.

тивными отложениями верхней и средней юры, известна с начала

Табл. 1. Распределение пор по размерам  $V/V_n$  и долевое участие пор в фильтрации по классам коллекторов

Класс пород по проницаемости, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Количество исследований образцов, шт	Рпорог вытеснения, МПа	Рпорог при РВТ, МПа	Распределение	Диаметр пор, мкм					Средний диаметр пор, мкм	Характеристика по Апс
					0,07–0,5	2,5	5	10	20		
1–4	5	0,054–0,102	0,023–0,042	Доля пор, %	91,5	7,5	1,0	0,0	0,0	2,4	>0,75
				Доля фильтрации, %	0,0	47,5	35,4	0,0	0,0		
4–10	3	0,054	0,023	Доля пор, %	80,9	16,0	2,5	0,4	0,2	3,1	0,75–0,9
				Доля фильтрации, %	0,0	40,5	27,6	16,2	15,7		
10–20	3	0,027	0,011	Доля пор, %	69,6	18,4	9,7	1,1	1,2	4,2	0,9–0,95
				Доля фильтрации, %	0,0	14,4	23,3	10,1	52,2		
>20	2	0,007–0,014	0,003–0,006	Доля пор, %	56,2	19,0	16,5	6,2	2,1	5,3	0,95–1,0
				Доля фильтрации, %	0,0	6,4	21,2	33,2	39,2		

Более того, отсутствие обоснованных геолого-технологических моделей продуктивных пластов может привести и, как правило, приводит к ошибкам при проектировании мероприятий по вовлечению запасов нефти в разработку, что негативно сказывается на коэффициенте извлечения нефти.

Очевидно, что подобное состояние дел на месторождениях вызывает определенные сомнения в достижении проектных коэффициентов нефтеизвлечения и требует корректировки применяемых технологий разработки. Вместе с тем, внедрение таких технологий возможно только на основе детальных геолого-технологических моделей залежей нефти, адекватно отображающих реальное геологическое строение продуктивных пластов.

Одними из типичных залежей нефти, представленных отложениями васюганской свиты, являются пласты горизонта ЮА<sub>1</sub> Пермской группы месторождений. По данным лабораторных исследований керн и материалам ГИС, фильтрационно-емкостные свойства нефтенасыщенных отложений пластов этих месторождений характеризуются следующими параметрами: коэффициент открытой пористости изменяется от 14% до 15%, газопроницаемость от 3 до  $7,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность 51,8–61,5%, коэффициент нефтенасыщенности 0,55–0,65.

Как известно, фильтрационную неоднородность и характер структуры порового пространства отражают результаты специальных исследований керн,

включающих капилляриметрию, исследования фазовых проницаемостей и характеристик вытеснения.

Рассмотрим эти результаты на примере одного из месторождений Пермской группы — Хохряковского.

По результатам лабораторных исследований доля подвижных запасов нефти не превышает 40,4%, а в коллекторах с проницаемостью ниже  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, имеющих наибольшее распространение на Хохряковском месторождении, доля подвижной нефти составляет 21–23%. Ситуацию усугубляет и резкое повышение фильтрационных сопротивлений, наблюдаемое при двухфазной фильтрации жидкости.

Детальные исследования показали, что разница в темпах выработки разнопроницаемых сред определена различным механизмом вытеснения нефти водой. В крупных порах вытеснение нефти

осуществляется под воздействием гидродинамического градиента и гравитационных сил. В низкопроницаемых средах вытеснение нефти происходит в режиме «капиллярной пропитки» в направлении трещин, приуроченных

### Детальные исследования показали, что разница в темпах выработки разнопроницаемых сред определена различным механизмом вытеснения нефти водой

к зонам разуплотнения, с дальнейшей фильтрацией нефти по высокопроницаемым средам.

Исследования капилляриметрии, проведенные на образцах керн месторождений-аналогов, подтвердили значительное влияние сил капиллярного давления на механизм движения флюидов, способствующих процессу вытеснения при режиме пропитки и препятствующих режиму фронтального вытеснения нефти.

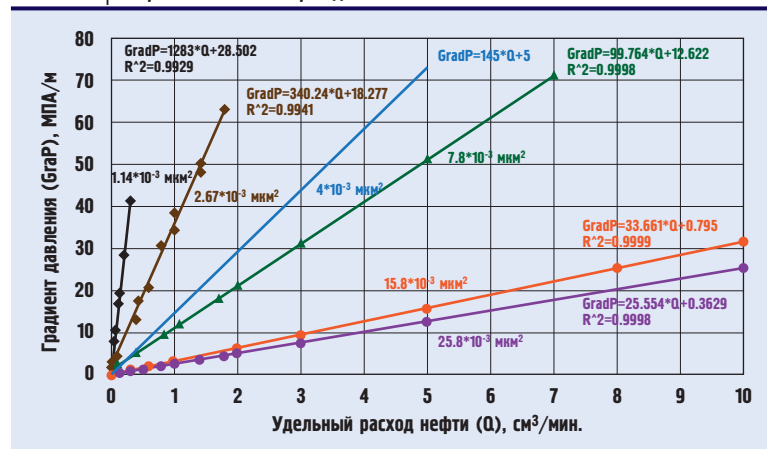
Рис. 1. Зависимость удельного расхода нефти от градиента давления на образцах пласта ЮА<sub>1</sub> Хохряковского месторождения

Рис. 2. Относительное превышение частот работающих интервалов над неработающими, Хохряковское месторождение

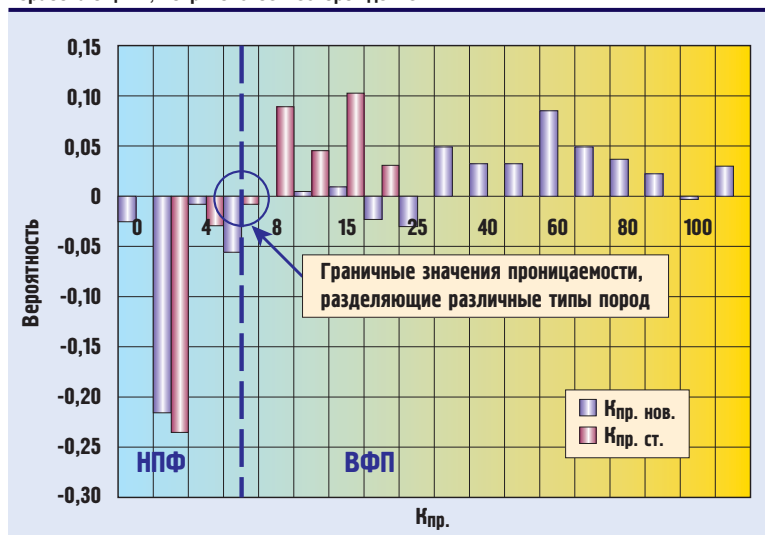


Табл. 2. Сравнение средней проницаемости, полученной различными методами, Хохряковское месторождение

Пласт	Коэффициент проницаемости, мД	
	По старым петрофизическим алгоритмам	По новым петрофизическим мультиалгоритмам
ЮА <sub>1</sub> <sup>1</sup>	4,2	3,6
ЮА <sub>1</sub> <sup>2</sup>	9,0	24,8
ЮА <sub>1</sub> <sup>3</sup>	4,4	9,5
ЮА <sub>2</sub>	7,3	22,2

По кривым капиллярного давления определено «пороговое» давление начала вытеснения флюида, распределение пор по размерам и их долевое участие в фильтрационном процессе.

По результатам исследований выделено четыре группы коллекторов с проницаемостью < 4, 4–10, 10–20, > 20·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, разли-

тых пор, отдающих пластовый флюид при градиентах давления, соответствующих реальным условиям разработки.

Общеизвестно, что субкапилляры радиусом 0,07–0,5 мкм в фильтрации не участвуют. На основании этого положения эффективный объем пор отложений с проницаемостью до 4·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> определен равным 8,5%, при полном отсутствии динамической пористости (табл.1).

Эффективный объем пор коллекторов с проницаемостью 4–10·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> составляет 19%, динамическая пористость — 0,6%. Высокопроницаемые классы коллекторов характеризуются эффективной пористостью 30–44%, динамической — 2,3–8,3% соответственно.

Средненные характеристики позволили отнести отложения с проницаемостью 1–4·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> к неактивным или слабодренируемым запасам. Потенциально фильтрующие поры данного класса коллекторов имеют размер

2,5–5 мкм<sup>2</sup>. Процесс фильтрации здесь осуществляется при значенных градиентах давления, значительно превышающих условия, реально существующие в промысловых условиях.

Фильтрующая способность остальных классов коллекторов при реальных градиентах давления определена присутствием пор диаметром более 10 мкм<sup>2</sup>. При одновременном вскрытии перфорацией высокопроницаемых классов коллекторов основная фильтрационная нагрузка приходится на коллекторы с проницаемостью > 10·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>.

Для подтверждения граничных значений проницаемости активно дренируемых коллекторов были проведены дополнительные исследования пяти образцов нефтенасыщенного керна (K<sub>п</sub> = 1,14; 2,67; 7,8; 15,8; 25 ·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>) на скорость вытеснения нефти при различных градиентах давления.

Полученные результаты показали, что для осуществления фильтрации пластового флюида в коллекторах с проницаемостью менее 4·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> необходимо создать градиенты давления, намного превышающие реальные значения не только в межскважинном пространстве залежи, но и в зоне перфорации добывающей скважины (рис.1).

Таким образом, можно предположить, что активно дренируемые коллекторы характеризуются значением проницаемости, превышающей как минимум 4·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>.

Обобщая весь объем специальных исследований керна, можно сделать следующие выводы.

В юрских отложениях Пермской группы присутствуют два основных типа коллекторов, обладающих разной степенью фильтрационного потенциала при их разработке. Первый — коллекторы с низким фильтрационным потенциалом (НФП), обладающие проницаемостью менее 4 мД. Большая часть таких коллекторов не вовлекается в разработку (рис.2).

Извлечение нефти из коллекторов данного типа осуществляется в основном в вертикальном направлении к естественным

**Полученные результаты показали, что для осуществления фильтрации пластового флюида в коллекторах с проницаемостью менее 4·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> необходимо создать градиенты давления, намного превышающие реальные значения**

чающихся эффективной и динамической пористостью. Под эффективной пористостью понимается доля открытых пор, отдающих пластовый флюид (за исключением адсорбированной воды) при аномально высоких градиентах давления; динамическая пористость определяет долю откры-

или техногенным трещинам под воздействием капиллярных сил.

Второй тип — коллекторы с высоким фильтрационным потенциалом (ВФП), которые имеют проницаемость более 4 мД и преимущественно вовлекаются в разработку. С большой долей вероятности можно предполагать, что извлечение нефти из таких коллекторов происходит вследствие фронтального вытеснения ее закачиваемой водой.

Выделение, по данным анализов керна и по промысловым данным, в продуктивных пластах двух типов коллекторов, различающихся по своему фильтрационному потенциалу, привело к необходимости детального изучения литологических характеристик пород, слагающих продуктивные пласты с целью выявления причин, обуславливающих такую дифференциацию пород.

В результате детального анализа стало ясно, что наиболее значимым параметром, оказывающим такого рода влияние на

фильтрационно-емкостные свойства коллекторов пластов ЮА<sub>1</sub> и ЮА<sub>2</sub> Хохряковского месторождения, является степень содержания каолинита в глинистом цементе пород [1, 2].

Данный факт подтверждается работами ряда исследователей [3, 4], где отмечается, что в процессе образования вторичного каолинита в глинистом цементе пород-коллекторов происходит значительное улучшение фильтрационных свойств.

Выделение трех модальных значений (90%, 70% и 40%) в распределении содержания каолинита позволило разделить породы-коллекторы на три группы: первая группа соответствует лучшим коллекторам — содержание каолинита в ней более 75%; вторая группа соответствует коллекторам с содержанием каолинита 55–75%; третья группа коллекторов — с содержанием каолинита менее 55%.

Сопоставление значений проницаемости (по данным исследо-

ваний керна), полученных таким образом трех групп пород и выделенных ранее по данным лабораторных и промысловых исследований классов коллекторов, обладающих разным фильтрационным потенциалом, показывает (рис.3), что коллекторам с высоким фильтрационным потенциалом (ВФП) соответствует первая группа пород с содержанием каолинита более 75%, проницаемость которых превышает 4–7 мД. Коллекторам с низким фильтрационным потенциалом — вторая группа пород с содержанием каолинита менее 75%, что соответствует проницаемости менее 4 мД. Третья группа пород характеризуется проницаемостью менее 1 мД, что для условий Хохряковского месторождения является предельным значением при идентификации породы в качестве коллектора при подсчете запасов нефти.

На основании установленной корреляционной связи между отношением водородосодержания

## Дорогие друзья!



В связи с 35-летним юбилеем ФГУП «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики» коллектив ГП «НАЦ РН им.В.И.Шпильмана» шлет самые искренние поздравления его руководству и всем сотрудникам института.

История создания института связана с научно-технической политикой в отношении изучения и освоения минерально-сырьевой базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В результате в ФГУП «ЗанСибНИИГГ» формируется уникальный банк знаний о состоянии геологической изученности Западно-Сибирского региона практически со времени первых целенаправленных работ на этой территории. Институтом выполняются многоплановые работы по федеральным, региональным программам, сделано немало открытий.

Руководство института поддерживает добрые отношения с ведущими научно-исследовательскими институтами геологического профиля, в том числе и с ГП «НАЦ РН им.В.И.Шпильмана». Мы гордимся нашими давними деловыми связями, результатами совместной работы и сотрудничеством с коллективом, который никогда не останавливается на достигнутом и уверены, что впереди у вас новые открытия, успехи и достижения!

От коллектива ГП «НАЦ РН им.В.И.Шпильмана» и от себя лично хочу пожелать сотрудникам Института крепкого, надежного здоровья на много юбилеев вперед, больших творческих и производственных успехов, неизменно хорошего настроения и счастливой интересной жизни.

Директор ГП «НАЦ РН им.В.И.Шпильмана»

А.В. Шпильман

Рис. 3. Связь между содержанием каолинита в цементе и проницаемостью (по керну)

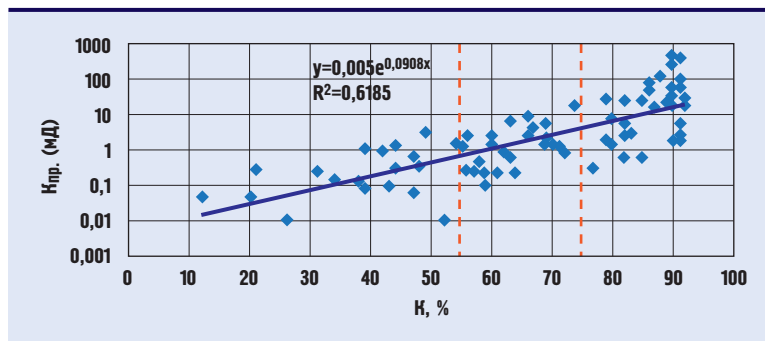


Рис. 4. Зависимость коэффициента проницаемости от относительной аномалии ПС, НФП2 НФП1 ВФП

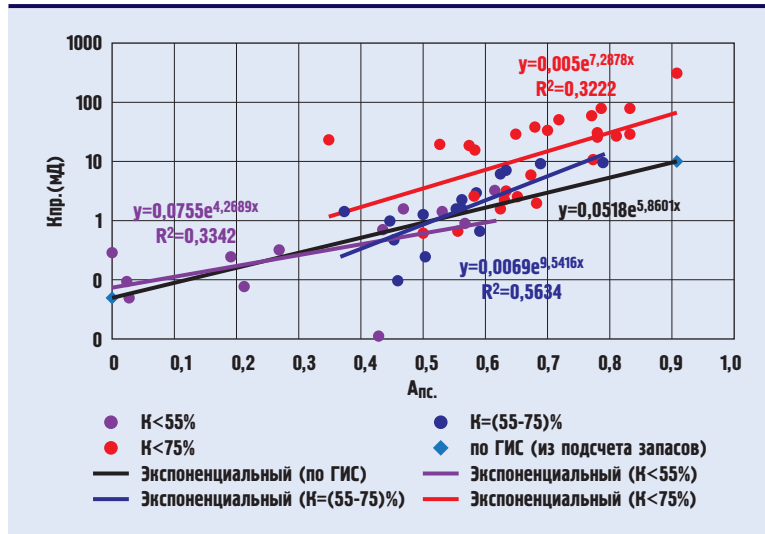
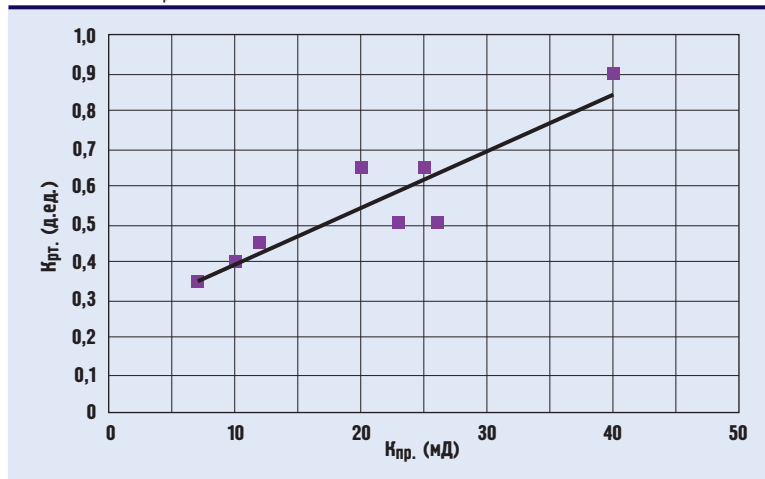


Рис. 5. Зависимость коэффициента работающей толщины  $K_{от}$  от коэффициента проницаемости  $K_{пр}$ . Объект ЮА, Хохряковское месторождение



твердой фазы ( $W_{тв}$ ), по керну и содержанию каолинита удалось дифференцировать породы-коллекторы по содержанию каолинита методами ГИС (НКТ+ПС) [1] для каждой из трех групп коллек-

торов (рис.4) по всем скважинам месторождения.

Таким образом, выделение каждого из литологических типов пород при построении геологической модели продук-

тивных пластов контролируется собственным петрофизическим алгоритмом (петрофизическими мультиалгоритмами).

Далее все эксплуатационные скважины были подвергнуты процедуре переинтерпретации по вновь полученным мультиалгоритмам. При сравнении полученных результатов с имеющимися ранее обращает на себя внимание существенная разница значений проницаемости по пластам ЮА<sub>1</sub><sup>2</sup> и ЮА<sub>2</sub> (табл.2).

Новые значения проницаемости, по мнению автора, наилучшим образом характеризуют истинные фильтрационные характеристики продуктивных пластов.

В частности, значение проницаемости пласта ЮА<sub>1</sub><sup>2</sup>, полученное по результатам гидродинамических исследований скважин ( $K_{пр} = 23$  мД), полностью соответствует значениям, рассчитанным по новым петрофизическим алгоритмам ( $K_{пр} = 24,8$  мД).

Результаты петрофизического моделирования подтверждаются также и промысловыми данными.

Проведенный в дальнейшем анализ результатов ГИС-контроля скважин выявил тесную корреляционную связь между коэффициентом работающей толщины коллектора и проницаемостью, полученной в результате вновь проведенной переинтерпретации (рис.5).

Вполне корректным оказалось также и выделение пород-коллекторов по типам строения (табл.4). Как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам коллекторы с высоким фильтрационным потенциалом с большей вероятностью подключаются в разработку: по добывающим скважинам коэффициент работающей толщины ( $K_{от}$ ) составляет 0,701, по нагнетательным  $K_{от} = 0,771$ , в то время как по НФП1 соответствующие величины значительно ниже (0,272 и 0,212).

Породы, представленные НФП2, которые, как выше было показано, классифицируются как неколекторы, в соответствии с данными ГИС-контроля, действительно практически не вовлекаются в разработку: в добывающих скважинах подключаются в разработку лишь 2,7% таких по-

род, в нагнетательных — 1,7%. Это еще раз подтверждает корректность вновь построенной геологической модели пластов.

В дальнейшем, поскольку, как показано выше, НФП2 относится к неколлекторам, под НФП будет пониматься только коллектор, относящийся к типу пород НФП1.

Приведенные примеры с большой долей вероятности подтверждают корректность новых петрофизических зависимостей с разделением их по типам коллекторов. Таким образом, полученные петрофизические мультиалгоритмы явились основой для построения детерминистской геологическо-технологической модели продуктивных пластов верхнеюрских отложений.

Дальнейший анализ, проведенный по горизонту ЮА<sub>1</sub> Хохряковского месторождения Пермской группы, показал, что выделенные группы или типы коллекторов контролируются особенностями фациального строения пород [5]. Действительно, при

Табл. 3. Фациальная характеристика преобладающих типов коллекторов Хохряковского месторождения

Тип пород	$K_{np}$ , мД	Площадь преобладающего распространения типа пород, %	Преобладающие фации	Площадь распространения преобладающих фаций, %
НФП	9,1	50	МФМШ	61
ВФП	41,5	64	ПФА	65

Табл. 4. Вероятность вовлечения в разработку продуктивного пласта ЮА<sub>1</sub><sup>2</sup> в зависимости от типа коллектора

Тип коллектора	Коэффициент работающей толщины в добывающих скважинах	Коэффициент принимающей толщины в нагнетательных скважинах
ВФП	0,701	0,771
НФП1	0,272	0,212
НФП2	0,027	0,017

сравнительном анализе преимущественного распространения типов коллектора и электрофаций (табл.3) это становится очевидным.

Так, в ареале преимущественного распространения коллектора с низким фильтрационным потенциалом (НФП>50%) в основном присутствуют фации мелко шельфа (МФМШ), представленные тонким чередованием

**Анализ результатов ГИС-контроля скважин выявил тесную корреляционную связь между коэффициентом работающей толщины коллектора и проницаемостью, полученной в результате вновь проведенной переинтерпретации**

## Уважаемые коллеги!



Геологи и геофизики Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья поздравляют вас с 35-летием института!

Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, вобрав весь огромный опыт исследователей ЗапСибНИГНИ и ЗапСибНИИГГеофизика, стал одним из ведущих государственных предприятий по разработке геофизических методов разведки нефтяных и газовых месторождений. Такие исследователи, как Монастырев Владимир Константинович — кандидат геолого-минералогических наук, лауреат Государственной премии СССР, талантливый сейсморазведчик, посвятивший жизнь совершенствованию методов сейсморазведки МОВ и МПВ; Малык Анатолий Родионович — сейсморазведчик, организовавший внедрение новых методов и технологий сейсморазведочных работ при подготовке перспективных на углеводороды структур и площадей; Бембель Роберт Михайлович — доктор геолого-минералогических наук, кандидат физико-математических наук, крупный ученый России в области методов поисков полезных ископаемых, и многие, многие другие (всех перечислить невозможно) все эти годы создавали научно-техническую базу для решения насущных задач по геологии, поиску и разведке нефтяных и газовых месторождений Тюменской области.

Желаем коллективу института успехов в работе и всем его сотрудникам — крепкого здоровья и счастья!

От имени коллектива ФГУП «СНИИГГИМС»  
Генеральный директор

А.С. Ефимов

Рис. 6. Зависимость остаточного нефтенасыщения от содержания каолинита по образцам керна Пермьяковской группы месторождений

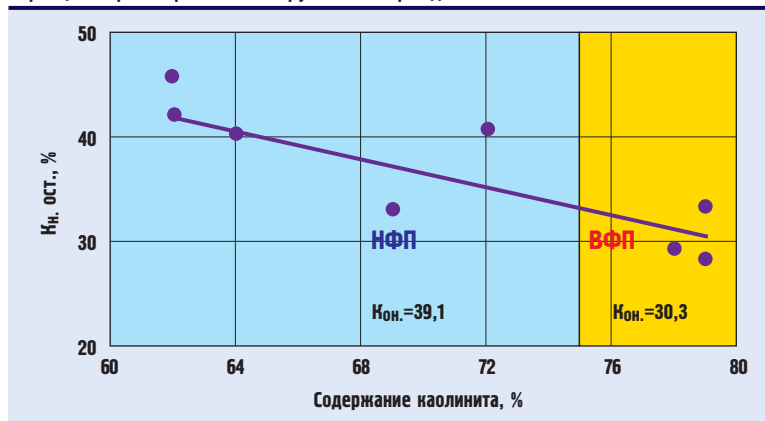
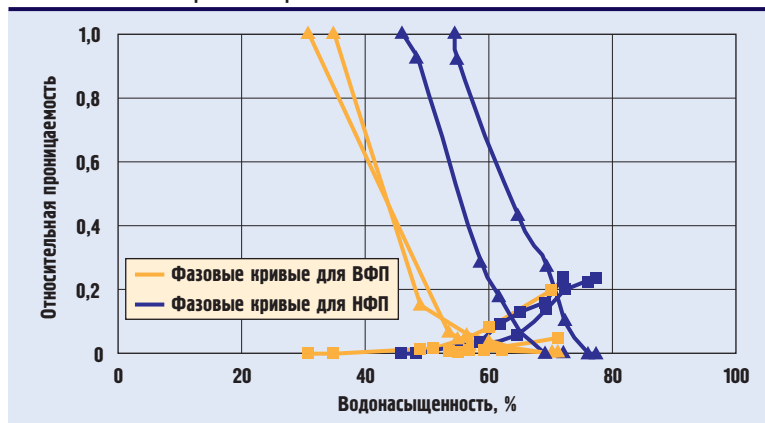


Рис. 7. Формы фазовых кривых для различных типов коллекторов по юрским отложениям Нижневартовского района



низкопроницаемых глинистых и песчано-алевролитовых пород со средней проницаемостью 9,1 мД; площадь распространения такого коллектора составляет 61%.

### Полученные петрофизические мультиалгоритмы явились основой для построения детерминистской геолого-технологической модели продуктивных пластов верхнеюрских отложений

По наиболее продуктивному слою месторождения ЮА<sub>1</sub><sup>2б</sup>, представленному преимущественно ВФП (64% площади), наибольшее развитие получили субфации авандельты (ПФА) с площадью распространения 65%. Как правило, такие коллекторы представлены массивными высокопроницаемыми песчаниками хорошей сортировки с незначительным количеством глинистого материала.

Средняя проницаемость здесь составляет 41,5 мД.

Таким образом, полученные результаты убедительно демонстрируют то, что типизация коллекторов, выполненная в соответствии с представленным подходом, напрямую контролируется не только литологическими характеристиками пород, но и генезисом отложений.

Таким образом, в результате применения указанного подхода была создана адресная геолого-технологическая модель юрских пластов Хохряковского месторождения.

Следующим шагом в построении геолого-технологической, а в дальнейшем и фильтрационной модели продуктивных пластов является обоснование параметров, характеризующих физико-динамические характеристики выделенных типов пород, а именно: коэффициент остаточной нефтенасыщенности, коэффици-

ент вытеснения, фазовые проницаемости.

С целью обоснования таких параметров были проведены лабораторные исследования на образцах керна юрских отложений Пермьяковской группы месторождений, которые показали, что выделенные типы коллекторов существенно различаются по своим физико-динамическим характеристикам.

Так, например, в процессе исследований получена зависимость между коэффициентом остаточной нефтенасыщенности и содержанием каолинита в цементе пород (рис.6). Из графика видно, что чем больше содержание каолинита, тем меньше остаточная нефтенасыщенность. Такой результат вполне логичен, особенно, если учесть отмеченную выше более благоприятную структуру порового пространства пород, представленных ВФП.

Получение зависимости позволяет дифференцировать такой важнейший параметр, как коэффициент остаточной нефтенасыщенности, а следовательно, и коэффициент вытеснения по выделенным типам пород.

В данном случае для Пермьяковской группы месторождений коэффициент остаточной нефтенасыщенности по ВФП оценивается  $K_{н.ост} = 0,303$ , а по НФП  $K_{н.ост} = 0,391$ . Полученная зависимость остаточной нефтенасыщенности от типа коллектора позволяет предположить, что кривые фазовых проницаемостей в коллекторах разного типа также будут различаться между собой.

Действительно, лабораторные эксперименты, проведенные на образцах керна юрских отложений месторождений Нижневартовского района, показали существенное различие формы кривых фазовых проницаемостей для коллекторов, представленных ВФП и НФП (рис.7).

Так, фазовая проницаемость по нефти при начальном нефтенасыщении для коллекторов, представленных ВФП, превышает аналогичное значение в коллекторах с НФП почти в 50 раз и составляет 48,7, (для НФП — 0,98) (табл.5). Аналогичные значения при остаточной нефтенасыщенности со-

ставляют соответственно 0,44 (НФП) и 0,02 (ВФП). Иными словами, подвижность нефти в коллекторах с ВФП значительно выше, чем в пластах, представленных преимущественно НФП.

Таким образом, полученные результаты проведенных исследований позволяют уточнить не только петрофизическую и геологическую модели продуктивных пластов месторождения, но и физико-динамические характеристики коллекторов различного типа строения. При этом очевидно, что существенное различие фильтрационных характеристик должно определять различную конфигурацию проектируемой системы разработки и виды геолого-технических мероприятий для разных типов коллекторов. Другим результатом работ должно стать повышение точности производимых гидродинамических расчетов.

Для проведения сравнительных расчетов были построены две экспериментальные трехмерные секторные геолого-гидродинамические модели (рис.8), основанные на «старой» и «новой» геологических моделях, чтобы оценить влияние выявленных геологических особенностей на разработку месторождения. Далее модели будем именовать соответственно «модель 1» (старая) и «модель 2» (новая). Геологические запасы нефти построенных секторных моделей отличаются на 1,31%, что свидетельствует о том, что уточнение петрофизической модели не оказало сколько-нибудь существенного влияния на объемы нефтесодержащих пород и геологические запасы нефти.

В процессе эксперимента сравнивалась динамика фактических и расчетных технологических показателей по модели 1 и модели 2. При этом основными параметрами сравнения являлись накопленная добыча нефти, жидкости, закачка воды, годовая добыча нефти, жидкости и обводненность. Результаты сопоставления технологических показателей по месторождению приведены в табл.6 и на рис.9.

Результаты расчетов показывают, что модель 2, построенная на новой методологической основе и учитывающая особенности

Табл. 5. Физико-динамические характеристики коллекторов юрских отложений месторождений Нижневартовского района

Тип пород	$K_{пр}$ , мД	$K_{пор}$	Начальная насыщенность водой	Начальная насыщенность нефтью	Остаточная насыщенность водой	Начальная фазовая проницаемость по нефти	Фазовая проницаемость при пред. значении $K_{фн}$
ВФП	71,5	17,1	32,2	67,8	71,7	48,71	0,44
НФП	3,5	15,8	46,4	53,6	70,7	0,92	0,02

фильтрации флюида в различных типах коллекторов, оказалась намного более точной, чем гидродинамическая модель (модель 1), построенная по стандартной схеме.

Суммарное отклонение по накопленной добыче нефти при проведении расчетов по модели 2 составляет 0,1% от фактических показателей, в то время как в модели 1 этот показатель составляет 5,4%. Обводненность на конец периода расчетов отличается от фактической на 0,2% в модели 2 и 49,5% в модели 1.

Максимальное пошаговое отклонение расчетных показателей от фактических в модели 2 в 4–9 раз меньше, чем в модели 1.

Особо следует отметить то, что в процессе расчетов в целях «чистого» сравнения расчетов ни в модели 1, ни в модели 2 не использовались никакие технологии, обеспечивающие «настройку» и «подгонку» расчетных показателей под фактические.

Полученные результаты убедительно свидетельствуют о том, что геологическая, геолого-технологическая и фильтрационная модели продуктивных пластов юрских отложений, построенные на изложенных методологических приемах, дают точные и адекватные результаты, избегая применения сомнительных процедур «настройки» и «адаптации» результатов моделирования под фактическую историю разработки.

Таким образом, анализ всей совокупности геолого-геофизической информации с привлечением математического аппарата, предусматривающий моделирование условий формирования и фильт-

**Полученные результаты проведенных исследований позволяют уточнить не только петрофизическую и геологическую модели продуктивных пластов месторождения, но и физико-динамические характеристики коллекторов различного типа строения**

рационных возможностей резервуаров, исходя из представлений об их внутренней структуре и пространственном распределении литологических типов коллекто-

Рис. 8. Участок экспериментального моделирования

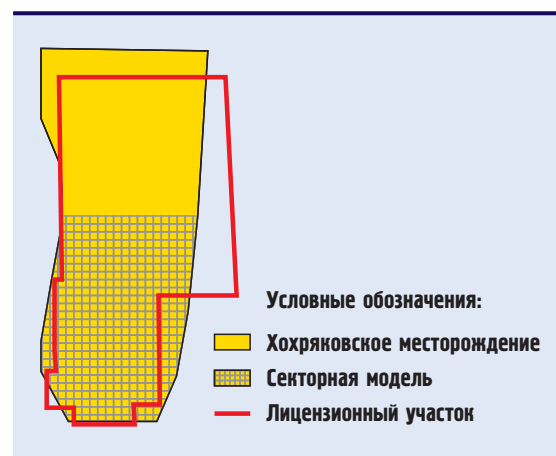


Табл. 6. Сопоставление отклонений расчетных технологических показателей от фактических значений, Хохряковское месторождение

	Максимальное отклонение технологических показателей по истории расчета от фактических значений, %				Суммарное отклонение технологических показателей на конец расчета, %			
	Добыча нефти	Добыча жидкости	Обводненность	Закачка	Добыча нефти	Добыча жидкости	Обводненность	Закачка
Модель 1	9,5	4,7	18,9	56,2	5,4	0,3	49,5	30,5
Модель 2	2,3	1,4	2,5	0,7	0,1	0,1	0,2	0,2



ра, позволил сформулировать новую методологию построения петрофизической, геолого-технологической, фильтрационной моделей, наиболее полно отражающая литолого-фациальные особенности и физико-динамические характеристики неоднородных низкопроницаемых пластов верхнеюрских отложений.

Таким образом, в результате выполнения работ получены следующие основные научные и практические результаты:

1. Выделены классы пород-коллекторов верхнеюрских отложений на основе детального анализа литолого-петрофизических характеристик продуктивных пластов;

**В итоге сформулирована новая методология построения петрофизической, геолого-технологической, фильтрационной моделей, наиболее полно отражающая характеристики неоднородных низкопроницаемых пластов верхнеюрских отложений**

2. Созданы петрофизические мульти алгоритмы определения ФЕС по каждому из выделенных классов пород;

3. Создана и апробирована методика построения цифровой геологической и геолого-технологической модели продуктивных пластов;


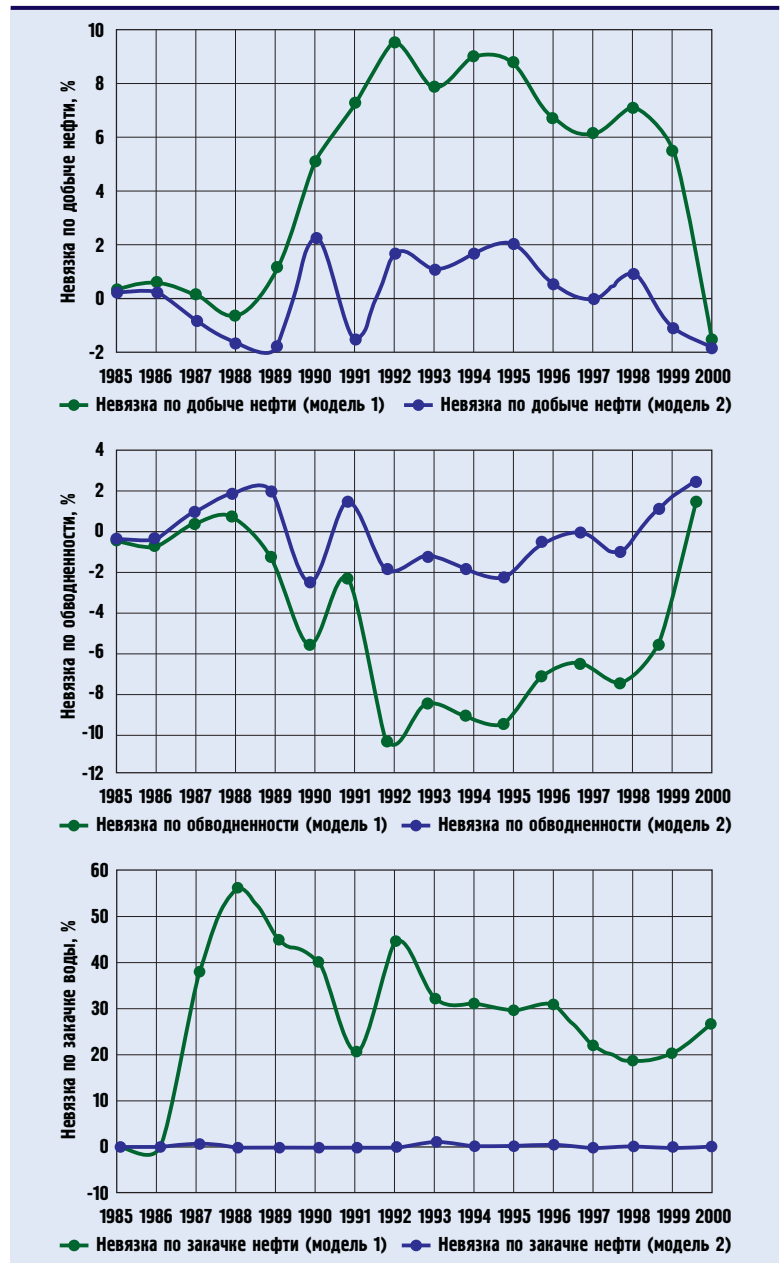
4. Создана и апробирована методика построения гидродинамической модели, учитывающей особенности фильтрации флюидов в каждом из выделенных литологических типов пород-коллекторов. 

Рис. 9. Сопоставление невязок расчетных технологических показателей по моделям



#### Список литературы

1. Хабаров В.В., Хабаров А.В., Шпуров И.В., Кобелев Ф.Н., Тимчук А.С. Литолого-седиментологическая интерпретация данных ГИС на примере юрских отложений Широкого Приобья // Геофизика, 2005, №4. с. 36–39.
2. Шпуров И.В. Использование результатов петрофизического моделирования при проектировании разработки Хохряковского месторождения // Каротажник, 2006, №10, с. 115–118.
3. Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Минералогические и геофизические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты // Труды ЗапСибНИГНИ, 1978, №96.
4. Хабаров В.В. Поиск алгоритмов учета глинистых минералов на петрофизические и геофизические характеристики пластов-коллекторов // Сборник трудов Ассоциации разработчиков и пользователей компьютерных технологий и интерпретации геолого-геофизических данных. Проблемы интерпретации данных ГИС на ЭВМ-Тюмень, 1992, с. 110–117.
5. Петрофизические предпосылки построения геолого-технологических моделей верхнеюрских залежей нефти Нижневартовского района (на примере Хохряковского месторождения) // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири (Материалы международной академической конференции, проходившей в г. Тюмени 11–13 октября 2006 г.), Тюмень, 2007, с. 142–147.