

Таблица 2

Номер скважины	Вид и число обработок	Дебит нефти, т/сут		Продолжительность эффекта, мес	Количество дополнительно добытой нефти, т
		до обработки	после обработки		
2901	СКО	7,0	7,0	0	0
1471	СКО	2,7	4,2	2	92
	СКО	4,1	3,2	0	0
1477	СКО	8,3	8,3	0	0
	СКО	5,2	5,2	0	0
1479	СКО	5,5	5,5	0	0
	СКО	6,2	7,8	2	96
	СКО	11,6	13,7	19	1195
881	СКО	11,5	12,8	10	462
	СКО	5,7	7,3	4	194
1467	СКО	6,4	6,4	0	0
	СКО	5,2	6,2	3	170
	СКО	3,0	6,0	12	1587
1476	СКО	9,4	13,3	4	269
	СКО	8,7	8,2	0	0
	СКО	2,0	2,0	0	0
117	СКО	4,5	8,2	45	5047
	СКО	7,1	8,8	5	247
	НКО	7,2	5,7	0	0

Изучение профилей отдачи скважин до и после обработки растворами продукта указывает на то, что эффекты достигнуты за счет увеличения охвата пласта воздействием как по толщине, так и по простираанию.

Таким образом, для каширо-подольского горизонта Арланского месторождения при многократных обработках наиболее эффективной является двухрастворная технологическая схема воздействия на ПЗС. При этом наибольший эффект достигается при использовании для обработки продукта с высоким содержанием монокарбоновых кислот и монокарбоновых кислот с углеводородными растворителями.

Результаты лабораторных и промысловых работ позволяют рекомендовать рассматриваемый продукт для более широкого использования на промыслах с целью дальнейшего совершенствования подбора скважин для обработок и расширения оптимальных условий и технологий применения на различных стадиях разрабатываемых месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Смеси монокарбоновых кислот и растворителей — реагент для интенсификации добычи нефти // Тез. докл. республиканской науч.-техн. конф. "Проблемы нефти и газа" / И.Л. Мархасин, Ш.А. Гафаров, А.Г. Жданов, Б.М. Лейберт — Уфа: УНИ, 1989. — С. 43—45.
2. Гафаров Ш. А. Адсорбция солей монокарбоновых кислот в пористых средах // Физикохимия и разработка нефтегазовых месторождений. — Уфа: УНИ, 1989. — С. 43—45.

УДК 550.81(571.12)

## ЗАДАЧИ ДОРАЗВЕДКИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ БОЛЬШОГО УРЕНГОЯ

С. В. Дюкалов  
(ООО "ТюменНИИгипрогаз")

Газоконденсатнонефтяные залежи ачимовских отложений в Уренгойском нефтегазоносном районе являются основным объектом геолого-разведочных работ (ГТР) и потенциального прироста запасов углеводородов. Сложность геологического строения ачимовского комплекса, резкая неоднородность ФЭС коллекторов, сложность термобарических условий требуют доразведки с целью уточнения геолого-газодинамической модели залежей и подсчетных параметров как основы для проектирования их разработки.

### Геолого-разведочные работы

В ачимовском нефтегазоносном комплексе Уренгойского района сосредоточено около 22 % потенци-

Изложены приоритетные задачи доразведки ачимовской толщи Уренгойского месторождения и его спутников в области сейсморазведочных работ, бурения скважин, исследования керна, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин.

The concrete tasks of Urengoy field and its satellites achimove strata reexploration in the fields of seismic prospecting, well boring, core analysis, field-geophysical and hydrodynamic well testing are given.

альных ресурсов газа, около 37 % нефти и более 52 % конденсата. Анализ структуры ресурсов ачимовской толщи подтверждает их значительную недоразведанность. Так, степень разведанности газа составляет 32,2 %, нефти — 6,2 % и конденсатный потенциал разведан на 31,7 %.

Доразведка в Уренгойском районе диктуется необходимостью поддержания после 2005 г. резко падающей добычи газа из сеноманских пород. Несмотря на значительное число пробуренных поисково-разведочных скважин на ачимовские отложения в пределах Уренгойского мегавала и структур-спутников на его восточном борту, степень обоснованности геологической модели и подсчетных параметров ГКН залежей не позволяет защитить запасы в ГКЗ России по высоким

кондициям. По состоянию на 01.07.2001 г. на ачимовскую толщу Уренгойского месторождения пробурено 175 скважин, из которых в поле продуктивности попало 66 %, что свидетельствует о недостаточно высокой эффективности поисково-разведочных работ.

Таким образом, требуются дополнительные объемы геолого-разведочных работ для доразведки указанных отложений, особенно для ОПЭ основных залежей в пределах первоочередных участков. Для уточнения геологической модели необходимо выполнить дополнительные объемы сейсморазведочных работ.

#### Сейсморазведочные работы

По степени изученности ачимовских отложений сейсморазведкой Уренгойский район можно подразделить на три зоны. Первая, наиболее изученная методами общей глубинной точки (МОГТ) с повышенной кратностью наблюдений (24 и 48), приурочена к сводовой и присводовой частям Уренгойского мегавала, а также к его юго-восточному борту. Вторая — зона проведения детальных работ на отдельных участках. К ним относятся северо-восточный участок Уренгойского мегавала и северная часть Нижнепурского мегапрогиба (Северо-Самбургская зона), западный борт Уренгойского мегавала (Песцово-Табьяхатаркинская зона). Третья, мало изученная, зона приурочена к Оликуминскому мегавалу и его бортам (район Северо-Уренгойского месторождения).

При анализе результатов глубокого бурения в пределах динамических аномалий отраженных волн на восточном борту Уренгойского мегавала установлено, что сейсморазведка в площадном варианте 2D не дает существенного повышения эффективности изучения ачимовских отложений. Основной причиной низкой достоверности прогноза ачимовских резервуаров является несоответствие интерпретационных подходов при использовании указанного варианта особенностям их морфологии и характеру слоистости.

Высокая плотность сейсмических наблюдений при работах в модификации 3D позволяет выявить особенности строения, не прослеживаемые по материалам съемки 2D. Выделение аккумулятивных тел небольшой площади (первые десятки квадратных километров) свидетельствует о высокой эффективности картирования ачимовских резервуаров сейсморазведкой 3D.

Прогнозные ресурсы приурочены в основном к Северо-Самбургской нефтегазопромысловой зоне, слабо изученной сейсморазведкой и особенно глубоким бурением. Опережающими темпами здесь следует провести площадную сейсморазведку в модификации 2D (с 48- и 60-кратной системой наблюдений), а на некоторых участках (например, на Северо-Самбургской площади), возможно, и в варианте 3D.

По материалам площадной сейсморазведки половидные ачимовские тела прослеживаются на Южно-Песцовой и Табьяхатаркинской площадях. Отметим, что на Песцовой площади при бурении скв. 208

вскрыты ачимовские песчаники, которые по данным ГИС оцениваются как продуктивные. Следовательно, вся зона развития ачимовских отложений вдоль западного борта Уренгойского мегавала также требует более детального изучения сейсморазведкой МОВ ОГТ в модификации 2D, а при необходимости и в модификации 3D.

#### Бурение скважин

Большинство разведочных скважин, заложенных на восточном борту Уренгойского мегавала с целью доразведки ачимовских залежей, позволили существенно уточнить площади развития продуктивных пластов. Бурение и испытание скв. 101 Северо-Самбургской площади подтвердили продуктивность ачимовских отложений в Восточно-Уренгойской зоне. Существенные результаты, позволившие расширить площадь газоносности и прирастить запасы газа, получены на северном участке Уренгойского месторождения по скв. 716, 738, 741, 743, 756.

Однако при бурении скважин имеет место крупный недостаток — длительные их простои в ожидании испытания. При низких фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) коллекторов и наличии аномально высоких пластовых давлений (АВПД) такие простои могут привести к авариям и снижению продуктивности скважин при опробовании в случаях некачественного цементирования. Серьезные претензии имеются и к качеству строительства скважин, передаваемых подрядными организациями Тюменьбургаза и Уренгойнефтегазгеологии. Так, из 16 скважин, пробуренных указанными организациями, пять (скв. 289, 295, 700, 736, 775) ликвидированы в основном по техническим причинам.

Единичные скважины пробурены со вскрытием ачимовских отложений в пределах Табьяхинской, Ен-Яхинской и Песцовой площадей Уренгойского мегавала, а также на Северо-Уренгойской площади Оликуминского мегавала. Однако промышленных скопленений УВ в этих районах пока не выявлено. Исключение может составить Песцовая площадь вследствие обнадеживающих результатов бурения скв. 208.

Для доразведки ачимовских залежей восточного склона Уренгойского мегавала в пределах лицензионных участков Уренгойгазпрома, в первую очередь на участках с запасами категории С<sub>2</sub>, требуется заложить новые разведочные скважины. При строительстве скважин нужно использовать передовые технологии в области бурения, освоения пластов и газоконденсатных исследований, а также предусмотреть реализацию оптимальных комплексов ГИС, позволяющих решить задачи по уточнению подсчетных параметров.

До 2005 г. необходимо завершить доразведку газоконденсатных залежей ачимовских отложений Уренгойского мегавала и скопленений-спутников вдоль его восточного борта. При строительстве доразведочных скважин в зонах повышенных эффективных толщин ачимовских пластов (при условии получения промыш-

ленных притоков) нужно предусмотреть технологию наклонного окончания ствола скважины, чтобы обеспечить длительную добычу газа и конденсата.

При доразведке ачимовского нефтегазоносного комплекса основное внимание необходимо уделить Самбургско-Восточно-Уренгойской зоне, которая является уникальной. В качестве перспективных объектов следует рассматривать участки повышенных толщин коллекторов. Необходимо предусмотреть значительные объемы бурения на ачимовские отложения со вскрытием юрского комплекса на Песцовой и Северо-Самбургской площадях. В частности, в пределах последней до 2005 г. основные запасы газа перевести в категорию  $C_1$ . Остальная часть запасов (периферийных зон с малыми нефтегазонасыщенными толщинами) в случае их подтверждения переводится в категорию  $C_2$ .

Плотность разведочной сети на стадии доразведки достигнет в среднем  $16 \text{ км}^2/\text{скв.}$ , что, как показывает опыт изучения ачимовских резервуаров, является оптимальным. Осуществлять оконтуривание ачимовских ловушек большим числом скважин нецелесообразно. Задачи изучения зон, обширных по площади, но характеризующихся малыми толщинами, следует решать детализационными сейсмическими работами (в модификации 3D).

#### Исследование керна

Керн отбирали в большинстве скважин, пробуренных на ачимовские отложения. Из 175 глубоких скважин керн отбирали в 138, суммарная проходка с отбором керна составила 10842,9 м, вынос керна — 7858,6 м (72,5 %).

Анализ изученности ачимовских отложений по керну свидетельствует о крайне неравномерном его выносе по площади месторождения. Так, вынос керна по горизонту  $A_4$  от общей толщины горизонта на участках размещения проектных скважин изменяется от 2,9 % в скв. 283 до 83,6 % в скв. 778, причем на первоочередном участке ОПЭ (скв. 707, 693, 703) является наименьшим, составляя в среднем 27,2 %. Наиболее высокий вынос керна на эксплуатационных участках отмечается по скв. 670 (71,3 %) и 736 (58,4 %). На севере месторождения (скв. 743, 716) вынос керна составил 27,8...38,9 %.

В целом по площади горизонта явно недоисследованными являются северная зона (район скв. 737, 757, 741), центральная и восточная зоны (скв. 727, 715, 746, 95, 675, 722, 712). Учитывая глинизацию горизонта  $A_4$  к востоку от линии скв. 713—722—712, первоочередными для доразведки целесообразно считать районы скв. 757—741 и 727—715—700.

По горизонту  $A_3$  изученность разреза по керну в районах проектного размещения добывающих скважин более благоприятна. Так, по скв. 711, 722, 726 вынос керна составляет 51,8...63,0 %, а в районе скв. 337 — 68,8 %, причем эти районы освещены исследованиями керна гораздо равномернее по сравнению с горизонтами  $A_3$  и  $A_4$ . В целом выделяется обшир-

ная зона по скв. 703, 711, 720, 708, 279, 419 с выносом керна 60,2...91,7 %. Отмечается также достаточно высокая степень изученности залежи по керну на востоке, в районе скв. 300, 603, 302 (62,0...93,9 %).

Область слабой освещенности горизонта  $A_4$  исследованиями керна прослеживается по линии скв. 707—705—727—700—746 с выносом керна менее 15 % (за исключением скв. 719), а также на западном и юго-западном участках, на которых в связи с выклиниванием горизонта  $A_4$  проводить дополнительные исследования нецелесообразно.

На керне, отобранном из ачимовских отложений, выполнено 3628 определений открытой пористости по керосину, 2532 определения — по воде, 4246 определений проницаемости, 14 определений остаточной нефтенасыщенности, 880 определений остаточной водонасыщенности, 4177 определений карбонатности и 157 определений гранулярного состава. Наибольший объем аналитических исследований выполнен в Тюменской центральной лаборатории. Отметим, что из-за различий в аппаратурной оснащённости, способах подготовки образцов к исследованию и проведения анализов результаты определения коллекторских свойств, выполненного различными организациями, по ряду параметров трудно сопоставимы.

Несмотря на довольно большой объем данных о физико-литологической характеристике ачимовской толщи, остается открытым вопрос о влиянии трещиноватости пород на коллекторские свойства. Попытка оценить трещинную проницаемость сделана во ВНИГРИ, однако методика определения этого параметра нуждается в доработке в связи с недостаточной достоверностью определения высоких значений трещинной проницаемости. Необходимо разработать методы количественной оценки трещиноватости по керну и каротажу.

Анализ образцов керна свидетельствует о наличии в разрезе ачимовских отложений маломощных интервалов, сложенных рыхлыми, слабосцементированными песчаниками с проницаемостью до 100 мД и более. В процессе разработки именно эти интервалы будут обрабатываться в первую очередь, а также могут быть каналами опережающего обводнения залежей. Однако исследований слабосцементированных образцов крайне мало вследствие их разрушения при отборе керна. Поэтому остро стоит вопрос о необходимости обеспечения отбора таких образцов, в частности, герметичным керноотборником конструкции ЗапСибБурНИПИ.

В качестве дополнительных рекомендаций по отбору и исследованию керна отметим следующие:

в полном объеме проводить стандартные исследования по оценке пористости, проницаемости, водонасыщенности всех образцов, а также остаточной нефтенасыщенности керна, отобранного из газонасыщенной части залежи;

определять пористость, проницаемость и зависимость  $P_n = f(K_n)$  керна в термобарических условиях пласта;

остаточную водонасыщенность определять с использованием ультрацентрифуги BEGMAN и данных капилляриметрии при  $P_k$  не менее 12 кгс/см<sup>2</sup>;

выполнять определение вещественного и гранулометрического состава пород и их дифференциацию в зависимости от литотипа.

#### Промыслово-геофизические исследования

Выполненный по 151 скважине комплекс ГИС (несмотря на неблагоприятные термобарические условия), его полнота и качество позволили удовлетворительно выделять в разрезе ачимовской толщи коллекторы, определять характер их насыщения, оценивать коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности. Указанные термобарические условия (в первую очередь, АВПД) приводят к осложнениям при бурении скважин, отказам геофизической аппаратуры, прихватам и обрывам скважинных приборов и оборудования, вследствие чего комплекс ГИС сокращается.

Серьезными недостатками проведенных работ являются отсутствие полного комплекса петрофизических исследований для обоснования связей керн—керн и керн—геофизика, весьма незначительный объем определений глинистости. Неоднозначность петрофизических зависимостей, в первую очередь связей  $P_n = f(K_n)$ , может быть причиной существенных ошибок при определении коэффициентов газо- и нефтенасыщенности и в целом запасов нефти и газа.

Неизученным остается влияние на зависимость  $P_n = f(K_n)$  термобарических условий, что необходимо установить при дальнейших исследованиях.

К недостаткам выполненного комплекса ГИС отнесем сравнительно небольшой объем ГГК-П, МНК, ГДК, отсутствие исследований методами ЯМК, ОГТ, а также нередко отсутствие перекрытий интервалов замеров.

Остаются неразработанными методы выделения трещинных коллекторов по выполненному комплексу ГИС. Необходимо дифференцировать ачимовские коллекторы на литотипы по литолого-петрофизическим и геофизическим параметрам и изучить ФЕС коллекторов, относящихся к различным литотипам.

Необходимо усовершенствовать стандартный комплекс ГИС при бурении скважин, дополнив его спектральным гамма-каротажем, широкополосной акустикой и электромагнитным каротажем. Для повышения эффективности ГИС при испытании скважин, полноты и качества информации следует выполнять комплекс методов, включающий в себя:

— высокочувствительную термометрию в режиме термоанемометра и дебитометра (ВЧТ) в работающей и остановленной скважине;

— механическую и термоиндуктивную дебитометрию (РГТ-2, СГДТ);

— плотностномер (ГГК-П);

— акустический шумомер;

— резистивиметр диэлектрический;

— локатор муфт.

Для определения естественной водонасыщенности ачимовских отложений необходимо пробурить скважину на РНО.

#### Газодинамические исследования скважин

Сложность строения ачимовской толщи как объекта испытания требует выбора методических приемов, учитывающих особенности освоения и исследования скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов, резкой неоднородности фильтрационно-емкостных свойств и АВПД, высокой остаточной водонасыщенности, интенсивного гидратообразования.

Кольматация призабойной зоны в процессе бурения (вследствие применения утяжеленных растворов), несовершенство методов интенсификации притока, нарушение компоновки испытательного оборудования при испытании с помощью КИИ-146 нередко являются причинами отсутствия притока из коллекторов. Так, в результате недоосвоенности, плохой очистки ствола скважины и призабойной зоны в продукции скв. 254, 282, 301, 360, 375, 405, 411, 415, 674, 709 отмечалось наличие технической воды или фильтрата бурового раствора. Для очистки призабойной зоны необходим тщательный подбор рецептуры промывочной жидкости.

С целью предотвращения гидратообразования исследования необходимо проводить плавно, при минимально возможных депрессиях, с применением ингибиторов (метилловый спирт, хлористый кальций, гликоли). Безгидратному режиму способствует также подогрев скважины. При этом уменьшается влияние депрессии на смыкание трещин, выпадение конденсата и парафина, создаются более благоприятные условия для однофазной фильтрации.

В целом по месторождению отсутствует анализ эффективности применения методов интенсификации притока из низкопористых коллекторов.

Недостовверные данные о начальных пластовых давлениях обусловлены отсутствием совершенной методики и технологии исследования таких сложнопостроенных объектов, как ачимовская толща, кратковременностью исследований, низким качеством замеров. В ряде случаев пластовое давление замеряли сразу после перевода скважины на техническую воду, что приводит к искажению кривой восстановления давления и его неправильному определению по методу Хорнера.

Вследствие непродолжительности работы скважины на режимах (5...10 ч) и технологии исследования от больших дебитов к меньшим забойные давления не успевают стабилизироваться. Поэтому полученные коэффициенты фильтрационных сопротивлений ( $a$  и  $b$ ) не отвечают реальным гидродинамическим характеристикам скважины.

В процессе исследований не соблюдается также требование остановки скважины между режимами для восстановления пластового давления. Кривую восстановления давления в ряде случаев вообще не записывали, что существенно затрудняет оценку истинных значений начального пластового давления.

Таким образом, несмотря на высокую продуктивность ачимовского разреза, некачественные гидродинамические исследования скважин не позволяют определять основные параметры пласта с достаточной надежностью. Поэтому одной из важнейших задач доразведки месторождения является уточнение площадного распределения начального пластового давления (повторная интерпретация) и характера гидродинамических или литологических барьеров (гидропрослушивание скважин). В частности, по горизонту Ач<sub>4</sub> в районе скв. 694—284 выделяется зона пониженного давления на уровне 53,7...54,3 МПа, что требует подтверждения при доразведке. По горизонту Ач<sub>5</sub> из 45 проанализированных объектов только в 15 выполнен весь комплекс исследований, позволяющий определить значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $a$  и  $b$  и параметр гидропроводности  $\frac{kh}{\mu}$ .

Серьезным недостатком является совместное испытание нескольких пластов в одной скважине, практически не уделяется никакого внимания поинтервальному испытанию скважин. В условиях дифференциации ачимовского разреза на ряд подсчетных объектов данное обстоятельство не позволяет представить их точную продуктивную, термобарическую, гидрогеологическую и другие характеристики.

Поскольку результаты исследования скважин являются определяющим критерием при оценке типа коллекторов и продуктивности пластов, необходимо выполнить квалифицированный анализ, который позволит дифференцировать полученные результаты по степени достоверности и выдать рекомендации по освоению и исследованию ачимовских объектов в целом.

#### Исследование нефтяных скважин

Для исследований нефтяных скважин характерны в основном те же недостатки, что и для газодинамических исследований. Режимы работы скважин при опробовании изменялись в довольно узком диапазоне забойных давлений, а продолжительность работы на каждом режиме составляла менее суток, что не позволяет достоверно определять продуктивную характеристику ачимовской толщи в зонах получения притока нефти.

Явно недостаточно анализов поверхностных проб нефти (7 анализов) для характеристики ее физико-химических свойств по всей площади месторождения. Отсутствие анализов глубинных проб затрудняет решение вопроса о соответствии имеющихся данных реальным свойствам нефти в пластовых условиях.

#### Газоконденсатные исследования

Исследования на газоконденсатность проведены по 133 объектам, однако проб изучено значительно меньше. Так, по горизонту Ач<sub>3,4</sub> исследовано 9 проб газа и 40 проб конденсата (по 29 объектам). Комплекс лабораторных исследований с определением состава

пластового газа и потенциального содержания C<sub>5+</sub> выше выполнен только по 16 объектам.

Термодинамические исследования с целью изучения фазового состояния газоконденсатных систем в пластовых условиях, определения пластовых потерь конденсата и коэффициента его извлечения проведены для 12 объектов.

По горизонту Ач<sub>5</sub> газоконденсатные исследования с отбором проб выполнены для 25 объектов, из них лишь по 10 проведен анализ потенциального содержания конденсата.

Физико-химические свойства конденсатов изучены по 64 пробам, характерной чертой является наличие серы (до 0,12 %), парафинов (более 1,35 %) и смол (более 1,56 %).

Подчеркнем, что большинство газоконденсатных исследований выполнено в неполном объеме и с нарушением технологических требований. Конденсатосодержание пластовых систем однозначно не определено и требует уточнения. Отмечаются в целом неравномерная охарактеризованность залежей анализами конденсата, малое их количество, что затрудняет объективную оценку запасов. Поэтому необходимы дополнительные исследования на газоконденсатность с отбором проб газа сепарации, насыщенного и стабильного конденсата. В лабораторных условиях необходимо тщательно изучить свойства газов и конденсатов, провести расчет потенциального содержания конденсата, этана, пропана, бутана и их балансовых запасов.

#### Гидрогеологические исследования

В процессе гидрогеологических исследований выполнено 29 анализов пластовых вод по 19 объектам, из которых 19 анализов забраковано по техническим причинам.

Основными недостатками при гидрогеологических исследованиях являются:

- малое количество отобранных проб пластовых вод;
- недостаточное число замеров статических уровней и давлений (невозможно достоверно оценить изменение напоров и пьезометрической поверхности для отдельных пластов);
- недоосвоенность объектов исследования;
- искажение состава вод вследствие применения химреагентов.

При гидрогеологических исследованиях необходимо откачивать не менее 3...5 объемов жидкости из ствола скважины (техническая вода и фильтрат бурового раствора затушевывают реальную гидрогеологическую характеристику разреза). Скважина должна в достаточной мере выстаиваться (не менее 2...3 сут) после работы на режимах для проведения гидрогеологических замеров.

Решение задач доразведки в полном объеме в настоящее время затруднено вследствие отсутствия финансирования. Однако промедление в реализации этих задач негативно скажется в дальнейшем на уровнях добычи газа и конденсата и в целом на со-

стоянии топливно-энергетического комплекса Тюменской области. Подчеркнем, что ряд вопросов (переинтерпретация сейсмических материалов, совершенствование комплекса промыслово-геофизических исследований, исследование керна, повышение эффективности газодинамических исследований скважин) не требует значительных капитальных вложений и должен быть решен незамедлительно.

Назовем первоочередные задачи доразведки ачимовских залежей:

переинтерпретировать сейсмические материалы, включая результаты работ в модификации 3D, для детализации сейсмофациальной модели ачимовских резервуаров;

заложить ряд разведочных скважин вдоль восточного борта Уренгойского мегавала в пределах лицензионных участков Уренгойгазпрома с целью уточнения распространения ачимовских пластов и выяснения их добывных возможностей;

обеспечить отбор слабосцементированных образцов керна для достоверного представления о фильтрационной характеристике ачимовских коллекторов;

разработать методы количественной оценки трещиноватости на образцах керна, по комплексу ГИС и данным газодинамических исследований;

дополнить комплекс ГИС спектральным гамма-каротажем, широкополосной акустикой и электромагнитным каротажем;

пробурить скважину на РНО;

изучить в лабораторных условиях влияние термобарических условий на коллекторские свойства пород;

при испытании скважин обеспечить достаточную продолжительность работы на режимах и остановку скважин между режимами для восстановления пластового давления;

уточнить результаты опробования скважин с целью проверки начальных пластовых давлений и в случае их недостоверности провести дополнительные исследования в пробуренных скважинах с обязательной записью КВД;

отказаться от практики совместного испытания пластов в одной скважине;

предусмотреть мероприятия по гидропрослушиванию скважин на участках значительных перепадов пластовых давлений;

провести промысловые и лабораторные исследования по уточнению газоконденсатных характеристик залежей, фазового состояния пластовых систем и физико-химических характеристик конденсатов и нефтей.

УДК 622.276

## АНАЛИЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УПРУГИХ НАПРЯЖЕНИЙ В МАССИВЕ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ РАЗРАБОТКЕ СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

А. М. Свалов  
(ИПНГ РАН)

Деформационные процессы в горных породах при разработке залежей нефти и газа традиционно исследуются для оценки влияния этих процессов на фильтрационное течение в пластах и более точной интерпретации данных промысловых геофизических исследований [1—3]. В настоящее время важную роль приобретает также анализ возможных геоэкологических последствий разработки залежей нефти и газа, вызываемых изменением порового давления в разрабатываемом пласте и соответствующим переходом горного массива к новому состоянию равновесия, отличному от исходного устойчивого состояния, сформировавшегося за длительное время в геологическом масштабе. Это относится к проблемам, связанным с проседанием дневной поверхности над разрабатываемым месторождением и с процессами наведенной сейсмичности, вызываемой возмущениями напряженно-деформированного со-

Показано, что слоистая неоднородность физико-механических свойств разрабатываемого продуктивного пласта является фактором, обуславливающим появление областей концентрации упругих напряжений, распределенных по площади пласта.

It was established that the stratum heterogeneity of the production formation lead to the area heterogenous elastic stress distribution.

стояния горного массива [4]. С особенностями распределения упругих напряжений в продуктивных пластах связаны также закономерности распределения остаточных запасов нефти в высокообводненных пластах, находящихся на поздней стадии разработки, поэтому анализ этих особенностей необходим для разработки научных основ

технологий воздействия на продуктивные пласты, таких, например, как вибросейсмическое или ударно-волновое воздействие, для которых процесс перераспределения упругих напряжений, накапливающихся в горном массиве при разработке залежи, является существенным фактором, влияющим на эффективность воздействия [5, 6].

В общем случае соответствующие решения неоднородных уравнений упругого равновесия горной среды могут быть исследованы только с помощью численных методов. Вместе с тем в плоской поста-