O`ZBEKISTON

NEFT va GAZ

JURNALI

4/2002

УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

8

ДЕКАБР

1992-2002

ЎЗБЕКИСТОН РЕСПУБЛИКАСИ КОНСТИТУЦИЯСИ КУНИ

Ilmiy-texnika

O`ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI»

Научно-технический

«УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА»

Основан в 1997 г.
Выходит раз в три месяца

4'2002

УЧРЕДИТЕЛЬ:

Национальная холдинговая компания
«Узбекнефтегаз»

Главный редактор А.К. Рахимов

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

А.А. Абидов (зам. главного редактора)
У.Д. Мамаджанов (зам. главного редактора)
Ш.Ш. Бахрамов (ответственный секретарь)
Р.Д. Абдуллаев
Г.С. Абдуллаев
А.А. Ахмедов
А.М. Аминов
Х.Б. Жумаев
Н.И. Жулин
О.А. Закиров
У.С. Назаров
Р.Д. Пулатов

© Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз» Ташкент, 2002 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Абидов А.А.
Классическая геология на современном этапе развития

Закиров А.А.
Уточнение геологической модели месторождения Восточный Авваль

Абетов А.Е.
О перспективах нефтегазоносности среднеюрских отложений площади Арал

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Ирматов Э.К., Хужаёров Б.Х., Худоёров Ш.Ж., Закиров А.А.
Определение параметров трещиновато-пористых пластов с учетом сжимаемости скелета породы и жидкости

Бигалиев Е.А.
Оценка влияния глинистой корки и зоны кольматации на проницаемость призабойной зоны

Мирзаев А.У., Чиникулов А.Х.
Перспективы применения карбонатно-палыгорскитовых глин в нефтегазовой отрасли Узбекистана

Закиров А.А., Мирзарахимов М.С., Эрматов Н.Х., Сидикходжаева М.Р.
Об эффективности уплотнения сетки добывающих скважин на месторождениях поздней стадии разработки

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Зайниев Н.З., Аманов Т.А.
Оперативное регулирование процесса добычи на месторождениях УДП «Мубарекнефтегаз»

Назаров У.С., Толкушин Г.Ф., Усманов Х.И.
Эксплуатация подземных хранилищ газа, сопровождающаяся созданием зон высокого давления

Бегметов Э.Ю., Мусина И.А., Хайрутдинова Р.А.
К классификации месторождений (залежей) по фазовому состоянию и количественному соотношению газа, нефти и конденсата

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Банденок Е.Ю.
Чувствительный элемент для определения серусодержащих газов

Мамаджанов Э.У.
Новая конструкция прибора для измерения водоотдачи буровых растворов

ИНФОРМАЦИЯ

О защите докторских и кандидатских диссертаций

СТРАНИЧКА ЮБИЛЯРА

К 70-летию Бахадыра Баситовича Ситдикова

CONTENTS

GEOLOGY AND GEOPHYSICS

Abidov A.A.
Classic geology at the modern stage of the development 4

Zakirov A.A.
Making more precise of the geological field model of the East Avval field 11

Abetov A.E.
About oil and gas content prospects of middle Jurassic deposits for Aral area. 15

Irmatov E.K., Khuzhaerov B.Kh., Khudoerov Sh.Zh., Zakirov A.A.
Parameters definition for fractured porous seams taking into account compressibility of rock skeleton and fluid 20

Bigaliev E.A.
Clay crust and colmatation zone effect on wellbore permeability. 24

WELL DRILLING

Mirzaev A.U.,Chinikulov A.Kh.
Prospects of carbox-paligorskit clays in oil and gas industry of Uzbekistan 28

Zakirov A.A., Mirzarakhimov M.S., Ermatov N.Kh., Sidikhojaeva M.R.
About an efficiency of well spacing packing at the field of late stage of development 31

Zayniev N.Z., Amanov T.A.
Operative production process control at fields of UDP «Mubarekneftegaz» 35

Nazarov U.S., Tolkushin G.F., Usmanov Kh. I.
Exploitation of underground gas storage accompanied by creation of high pressure zones. 38

OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT

Begmetov E.U., Musina I.A., Khayrutdinova R.A.
About classification of fields on phase state and quantitative correlations of gas, oil and condensate. 41

Bandenock E.U.
A sensitive cell for detection of the sulphur containing gases 43

AUTOMATIC PRODUCTION

Mamajanov E.U.
A new device design to measure water recovery of the drilling muds 45

INFORMATION

About theses defence 47

JUBILEER`S PAGE

To the seventieth anniversary of Bahadir Basitovich Sitdikov 48

УДК 553.98: (551.243.12: 551.73) (575.

Классическая геология на современном этапе развития

(Доклад на торжественном заседании Хайъата АН РУз, посвященном 90-летию академика Х.М.Абдуллаева, 10 сентября 2002 г.)

А.А. Абидов
(НХК «Узбекнефтегаз»)

В сентябре 2002 г. научная общественность Узбекистана отметила знаменательную дату — 90 лет со дня рождения выдающегося ученого, крупного государственного деятеля академика Хабиба Мухаммедовича Абдуллаева. Его вклад в развитие научного потенциала Республики высоко оценен как современниками, так и многочисленными последователями. Накануне 11 годовщины независимости Указом Президента Республики Узбекистан И.А. Каримова наряду с другими известными деятелями науки и культуры Х.М. Абдуллаев награжден орденом «Буюк хизматлари учун».

Значение его научного наследия трудно переоценить. Его труды стали классикой в геологии полезных ископаемых. В теоретическом плане им решена фундаментальная проблема генетической связи оруденения с интрузиями с учетом классических подходов к рудообразованию и новейших достижений петрологии. Практическим результатом исследований Х.М. Абдуллаева являются создание Среднеазиатской металлогенической школы, построение первых металлогенических карт, организация связи науки с производством. Его учениками и последователями открыты рудные месторождения Лянгар (вольфрам), Учкулач (полиметаллы), Шаваз (литий), Мурунтау (золото) и др.

Научное творчество Х.М. Абдуллаева пришлось на расцвет геосинклинальной теории развития земной коры. У многих исследователей возникает закономерный вопрос, что представляет собой классическая геология на современном этапе развития после смены основной геологической парадигмы, именуемой тектоникой литосферных плит.

К настоящему времени в мировой практике открытие крупных и легкодоступных месторождений многих видов полезных ископаемых стало редким событием. Объектами поисково-разведочных работ являются сложные глубокопогруженные и труднодоступные месторождения новых нетрадиционных типов.

В сложившейся ситуации успех может принести лишь дальнейшее углубление теоретических основ прогнозирования минерально-сырьевой базы в свете свежих неординарных взглядов на многие привычные явления и связи. Сейчас в геологии полезных ископаемых наиболее распространен новый геодинамический подход к прогнозированию рудо- и нефтегазоносности недр. Его суть заключается в рассмотрении всех геологических процессов с позиции точных физических и химических законов. Он характеризуется всесторонним изучением генезиса региональных структурных элементов, контролирующих рудо- и нефтегазоносность земной коры с привлечением большого объема геологических, геофизических и геохимических данных, охватывающих интервал глубин от земной поверхности до низов верхней мантии.

Значительные достижения в этой области позволили некоторым исследователям предпринять попытку заменить традиционный «классический» подход к прогнозированию геодинамическим. При этом методология

Геодинамическая обстановка формирования региональных геоструктурных элементов				Нефтегазоносные провинции						
Стадия	Подстадия	Вид	Тип	Верхнепротерозойско-палеозойские	Палеозойские	Палеозойско-мезозойские	Мезозойские	Мезозойско-кайнозойские	Кайнозойские	Палеозой-мезокайнозойские
Раздвижения	Рифтогенная	Рифтовой долины						Рукво-Ньясская	Танганьикская	
		Протоокеанический								Красноморская
		Абиссально-равнинный								
	Спрединговая	Пассивно-окраинный					Гиперборейская, Баренцево-Карская	Приатлантическая ЕАЛП, Приатлантическая САЛП, Приатлантическая ЮАЛП, Приатлантическая АФЛП, Прииндийская СЛП, Мозамбикская, Бенгальская, Аравийская, Зап. Австралийская, Вост. Антарктическая, Сев. Антарктическая		
	Эпирифтогенная	Авлакогенный		Волго-Уральская, Лено-Тунгусская, Мидконтинентская, Центрально-Австралийская	Балтийская, Амазонская, Мараньяоская, Паранская, Центрально-Африканская, Тимано-Печорская, Пермско-Бендская	Прикаспийская, Устюртская, Вилюйская, Канадско-Гренландская, Западно-Канадская, Сино-Корейская, Янцзинская, Восточно-Австралийская	Парижско-Германская, Туранская, Западно-Сибирская	Примексиканская, Шансийская, Бохайванская, Северо-Аравийская, Мизийско-Скифская		Североморская
		Инверсионный								Восточно-Аравийская, Сахаро-Восточно-Средиземноморская
Схождения		Обдукционный							Марианских о-вов, Курильских о-вов, Командорских о-вов, Алеутских о-вов	
		Островодужный								
	Эписпрединговая	Субдукционный, Активно-окраинный	Андийский				Иберия-Пиринейская	Сардинии-Сицилийская, Сиамская, Андийский пояс НГП, Сев. Предандийская, Южно-Предандийская, Ново-Гвинейская	Исикара-Сахалинская, Суматра-Саравакская, Калимантан-Сулавейская, Северо-Запад Новой Зеландии, Внутризеландская, Охотоморская	Верхнеамазонско-Центрально-Предандийская
			Кордильерский				Предкордильерская			Скалистых гор
		Коллизионный (континент-континент)	Гималайский		Тянь-Шаньская, Кузнецко-Северо-Монгольская	Предверхоянская	Монголо-Амурская	Тянь-Шань-Кунь-Лунская, Джунгарская, Байкало-Амурская, Предгималайская, Предпиренейско-Мюнхенская, Альпийско-Гималайский пояс НГП		Таримско-Цайдамская
			Кавказский		Предуральская, Юго-Восток Канады, Уочито-Уошито, Предаппалачская			Предкавказско-Предкопетдагская		Северо-Предкарпатско-Балканская, Месопотамская

* Литосферные плиты: ЕАЛП-Евроазиатская, САЛП-Северо-Американская, ЮАЛП-Южно-Американская, АФЛП- Африканская, СЛП-Сомалийская.

1 2

ис. 1. Сводная классификация нефтегазоносных провинций земной коры по А.А. Абидову:
- вероятность обнаружения таких типов НГП в литосферных плитах очень низка; 2- сравнительно выше

ассического подхода заключается в том, что ктогенез и литогенез в истории земной коры ссматриваются как две стороны единого ис-рико-геологического процесса (Н.М. Стра-в, 1946).Подобная замена в качестве уни-рсального решения проблемы представля-ся не всегда научно обоснованной. В связи с им целесообразной является концепция о м, что геодинамический подход должен логически дополнять «классический».

Методология прогнозирования такого современного подхода представляет собой систему логически связанных классических подходов к нефтегазогеологическому районированию, региональному прогнозированию нефтегазоносности и новейших представлений тектоники плит и геодинамики. «Геодинамика, тектоника и литогенез —



Рис. 2. Иерархическое древо геодинамических систем литосферы Средней Азии

триада единого геолого-исторического процесса, определяющего развитие и нефтегазоносность земной коры» (А.А. Абидов, 1989). На основе такого подхода была разработана сводная классификация нефтегазоносных провинций земной коры (рис. 1). Используемый подход позволил автору перевести группу с палеозойским этажом нефтегазоносности в разряд верхнепротерозойско-палеозойских за счет включения в этаж осадочных комплексов погребенных палеорифтовых систем позднепротерозойского возраста. В перспективе после детального изучения планируется также перевести группу с мезозойским этажом нефтегазоносности в разряд палеозойско-мезозойских.

В зависимости от масштабов рассматриваемых объектов и формирующих их механ

еских сил разработана иерархическая последовательность геодинамических систем азличного уровня, которую можно отобразить в виде иерархического древа (рис.2). В снове его лежит «корневая система», представляющая собой сводную классификацию ефтегазоносных провинций земной коры, азирующуюся на геодинамических обстановках, связанных с движением литосферых плит. В качестве возможных условий ефтегазообразования здесь выделяются активные и пассивные окраины континентов, ифтовые системы, горячие точки и надвигово-поддвиговые зоны.

«Ствол» иерархического древа олицетворяет собой геодинамику литосферы Средней зии — взаимодействие литосферных блоков, бусловленное движением сопредельных литосферных плит. В качестве возможных условий нефтегазообразования выделяются региональные структуры чехла, надвигово-поддвиговые зоны межгорных впадин, каналы глубинного тепломассопереноса (ГТМП), погребенные палеорифтовые системы, надрифтовые осадочные бассейны, аккреционные палеопризмы и пассивные палеоокраины.

«Ветви» древа составляют геодинамику Устюртского, Бухаро-Хивинского, Сурхандарьинского, Юго-Западно-Гиссарского и Ферганского нефтегазоносных регионов Узбекистана. В их основу положено геодинамическое взаимодействие отдельных литосферных блоков. Выделяются конкретные нефтегазоперспективные геодинамические структуры регионального уровня: поднятия и прогибы чехла, каналы ГТМП, надвигово-поддвиговые зоны, погребенные палеорифтовые системы, надрифтовые осадочные бассейны, аккреционные палеопризмы, пассивные палеоокраины и др.

К настоящему времени в мировой практике геологоразведочных работ на нефть и газ наиболее перспективными объектами в пределах континентальных платформ считаются погребенные палеорифтовые системы. В 1994 г. под руководством автора были впервые начаты их целенаправленные геодинамические исследования с целью оценки перспектив нефтегазоносности. Они включали анализ передового зарубежного опыта, сбор и систематизацию фактических данных по конкретным структурам, комплексную интерпретацию имеющейся геолого-геофизической информации, картирование и численное математическое моделирование процессов формирования изучаемых объектов. В результате составлена схема размещения палеорифтовых систем юго-востока Туранской платформы, наибольший практический интерес из которых представляет Бухаро-Хивинский регион, где начаты геолого-геофизические исследования в рамках международного проекта «Палеорифт».

Трехмерная физико-геологическая модель (ФГМ) Бухаро-Хивинского палеорифта с необходимой полнотой и точностью отображает в пространстве главные элементы: два борта, центральный грабен, осевую дайку и реликт мантийного диапира (рис. 3). В пространстве верхнего нефтегазоперспективного рифтового комплекса прогнозируются новые типы скоплений нефти и газа, которые могут быть связаны с моноклинальными блоками, зонами трещиноватости, тектоническими и антиклинальными ловушками.

В 2001-2002 гг. в пределах Бухаро-Хивинского региона проведены совместные электроразведочные работы методом МТЗ с участием Бухарской геофизической экспедиции и канадской геофизической компании «Phoenix Geophysics Limited», система наблюдения которых была разработана на основе трехмерной ФГМ палеорифта. Этот опыт использовался при создании модели другой нефтегазоперспективной региональной геодинамической структуры — надвигово-поддвиговой системы Сурхандарьинского региона. В результате предыдущих исследований здесь были установлены отдельные факты наличия наклонных разрывных нарушений, контролирующих структурный план региона. Однако до настоящего времени у ученых не существовало целостного представления об этих объектах, крайне необходимого для их прогнозной оценки. Кроме того, не нашла своего объяснения и более

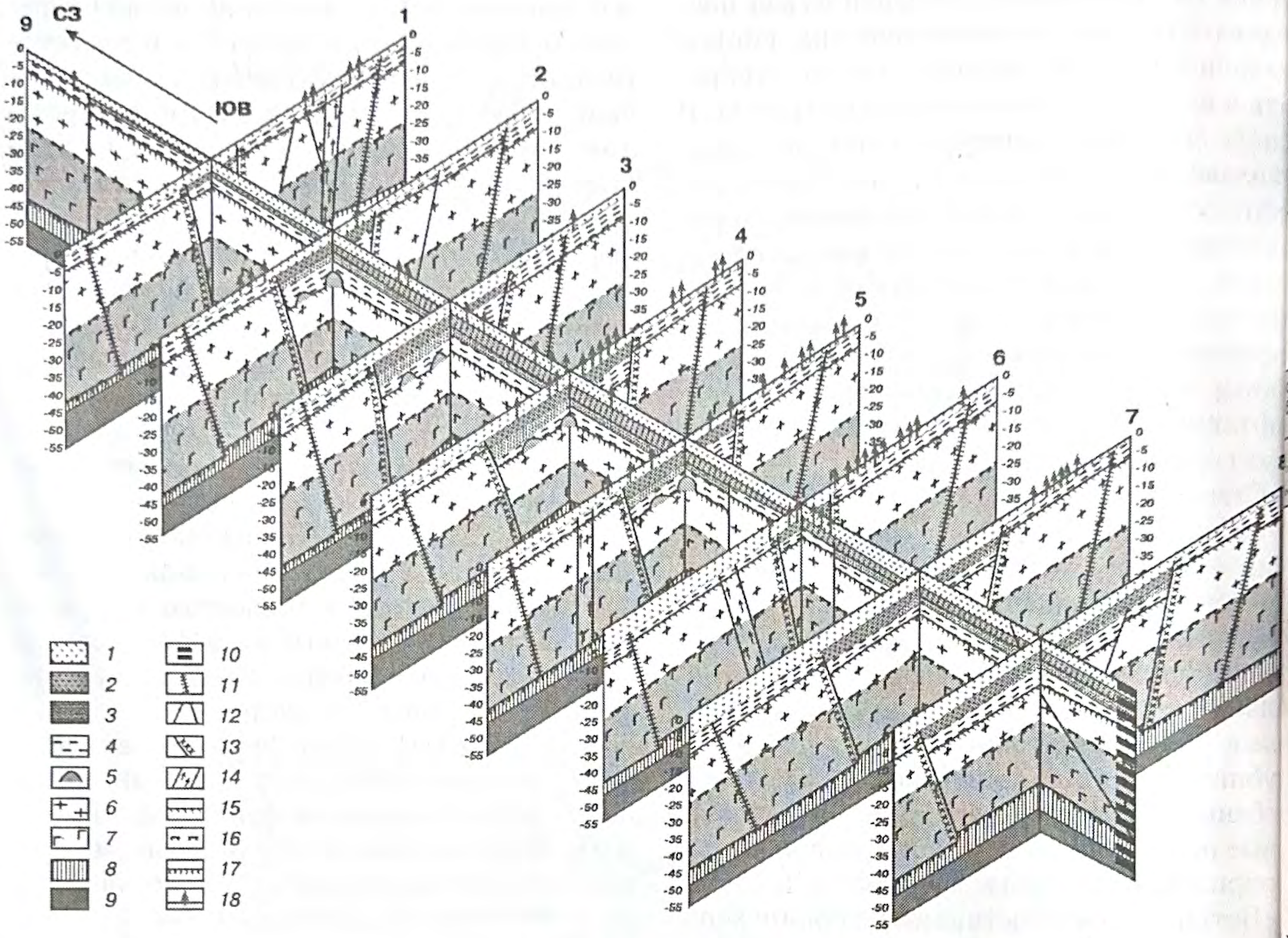


Рис. 3. Трехмерная физико-геологическая модель Бухаро-Хивинского палеорифта:
1 - мезозойско-кайнозойский осадочный чехол; 2 - верхний нефтегазоперспективный рифтовый комплекс; 3 - ни ний рифтовый; 4 - дорифтовый ; 5 - осевая дайка; 6 - кристаллический фундамент; 7 - нижняя кора; 8 - мантийны диапир; 9 - верхняя мантия; 10 - границы литосферных блоков; 11 - границы палеорифта; 12 - глубинные разлом 13 - глубинные разломы, ограничивающие центральный грабен; 14 - каналы глубинного тепломассопереноса; 1 поверхность кристаллического фундамента; 16 - раздел Конрада; 17 - граница Мохоровичича; 18 - скважин вскрывшие палеозойский комплекс

интенсивная дислоцированность надсолевых отложений осадочного чехла.

Разработанная трехмерная ФГМ Сурхандарьинской надвигово-поддвиговой системы с необходимой полнотой и точностью отображает в пространстве главные элементы: наклонные разрывные нарушения в земной коре и слагающие ее осадочный чехол, палеозойский комплекс, кристаллический фундамент, слой дилатансии и нижнюю кору. Построение этой модели позволило определить основные закономерности чередования надвиговых и поддвиговых зон, а также уточнить их внутреннее строение, спрогнозировать возможные типы новых локальных объектов для поиско скоплений нефти и газа, которые могут бы приурочены к антиклинальным приразло ным складкам и тектоническим ловушкам.

К настоящему времени большинство иссл дователей так или иначе признают воздей ствие глубинных факторов на РОВ осадо ных толщ в процессе образования залеже нефти и газа. Тем не менее количественна сторона такого воздействия остается до си пор невыясненной. Успешное решение это проблемы возможно лишь с помощью разр ботки миксгенетической схемы природног синтеза УВ, определяющей унифицирова

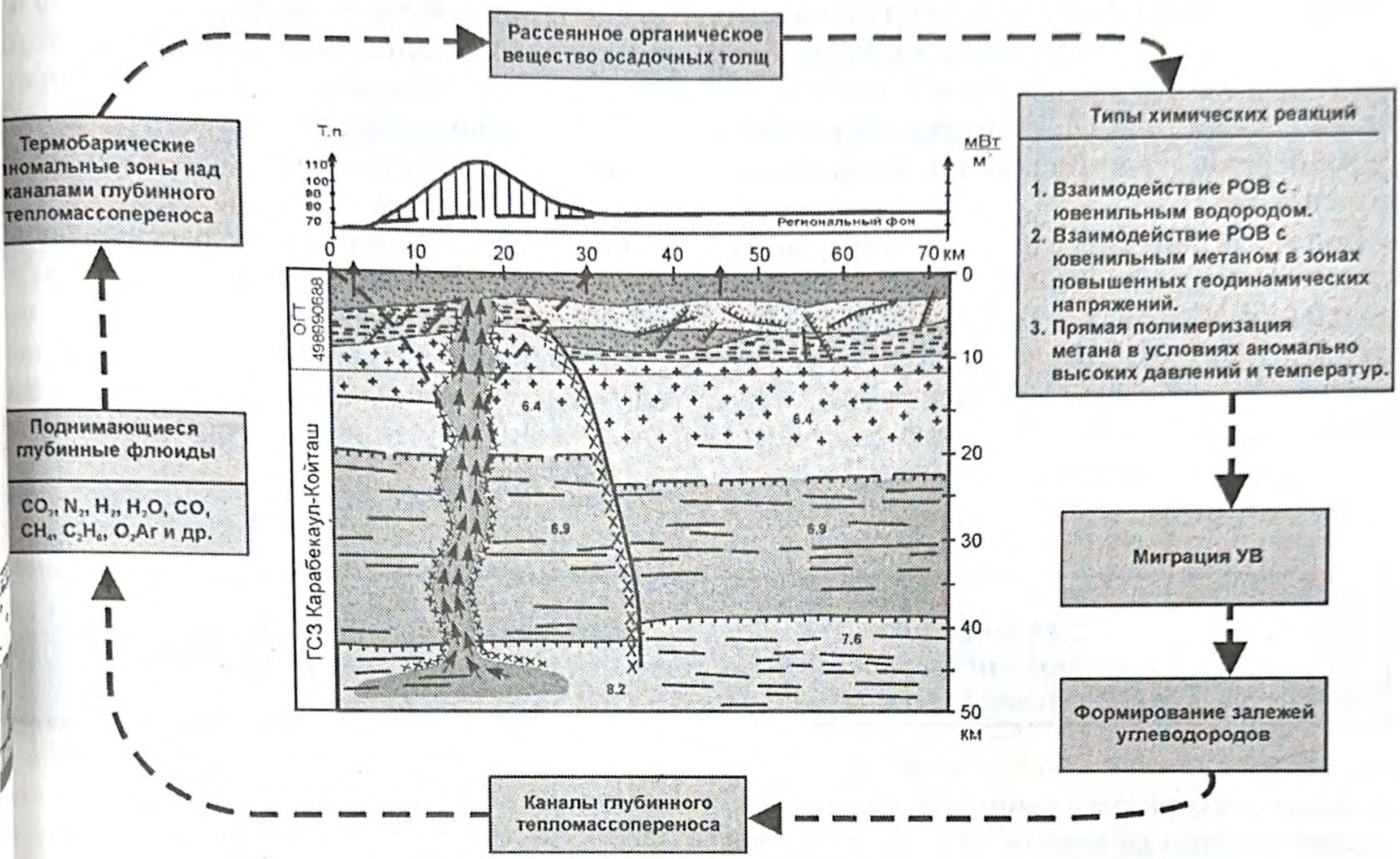


Рис. 4. Миксгенетическая схема природного синтеза углеводородов

ый подход к изучению нефтегазообразования в условиях различных геодинамических обстановок на основе точных физических и имических законов.

Миксгенетическая схема предполагает деельность реально существующих каналов ТМП, представляющих собой зоны дробления пород в точках пересечения глубинных азломов. По ним высокотемпературные овенильные флюиды водорода, метана, оки- и углерода, воды и других соединений подимаются к поверхности из древних магматических очагов, взаимодействуя на своем пути с РОВ осадочных толщ (рис.3). При том расположенные над каналами аномальные термобарические зоны обладают повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом и имеют практический интерес для поисков крупных скоплений нефти и газа.

Согласно миксгенетической схеме основными объектами целенаправленных нефтегазогеологических исследований являются многочисленные каналы ГТМП, расположенные в различных нефтегазоносных провинциях и регионах мира. В перспективе по мере их детального изучения, сопоставления и систематизации должна быть создана универсальная (миксгенетическая) теория образования УВ.

Наиболее полная и наглядная картина действия миксгенетической схемы природного синтеза УВ получена для территории Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона благодаря разносторонней геолого-геофизической информации.

На основе карты плотности теплового потока в регионе было закартировано 10 интенсивных изометричных аномалий, связанных с активно действующими каналами ГТМП. Все они расположены в точках пересечения глубинных разломов палеозойского возраста, приуроченных к погребенной палеорифтовой системе. Указанные объекты были активизированы около 20 млн. лет назад в период действия орогенного геодинамического режима, обусловленного столкновением

Аравийской, Индо-Австралийской и Евроазиатской плит. Для закартированных каналов ГТМП четко прослеживается пространственная корреляция с зонами АВПД, гидрогеологическими и геохимическими аномалиями и крупными скоплениями УВ.

Более детальное изучение внутреннего строения каналов ГТМП в районах месторождений Уртабулак, Тегермен, Газли, Денгизкуль и др. показало, что в разрезе им соответствуют субвертикальные проницаемые зоны шириной 5-7 км, берущие свое начало на глубине границы Мохоровичича и затухающие в нижней части мезозой-кайнозойского чехла. Источниками глубинных флюидов являются не утратившие своей активности области древних магматических очагов, связанных с погребенным Бухаро-Хивинским палеорифтом позднепалеозойского возраста.

Таким образом, на основе перечисленных выше примеров можно сделать вывод, что на современном этапе развития классическая геология представляет собой синтез апробированных временем теоретических положений и активно внедряемого по всем направлениям геодинамического подхода.

ANNOTATION
On the basis of the presented in the article examples it was concluded that classic geology presents by itself a synthesis of approbated by time theoretical statements and actively integrated in all directions of the geodynamic approach.

УДК 553.98

Уточнение геологической модели месторождения Восточный Авваль

А.А. Закиров
(АК «Ўзгеонефтгазқазибчикариш»)

Практически все месторождения нефти в Ферганской межгорной впадине находятся в поздней стадии разработки. Для снижения темпа падения добычи в настоящее время неотложной задачей являются не только открытие новых объектов, что связано с бурением дорогостоящих глубоких скважин, но и изыскание резервов на уже длительно разрабатываемых. Здесь рассматривается одно из направлений решения этой проблемы на примере месторождения Восточный Авваль, расположенного на южном борту Ферганской впадины.

Продуктивные отложения представлены единственным горизонтом V палеогенового возраста, залегающим в среднем на глубине 900 м. Восточно-Аввальская структура по современным представлениям приурочена к брахиантиклинальной складке длиной (по кровле горизонта V) 4 км, шириной 1,2. Углы падения юго-восточного крыла — 25^0, северо-западного — 18, северо-восточного — 12-17 (рис. 1). Складка разбита нарушением типа надвига, по которому основная ее часть надвинута на северное крыло. Плоскость скольжения падает к югу под углом $45\text{-}90^0$. Амплитуда надвига 1015 км.

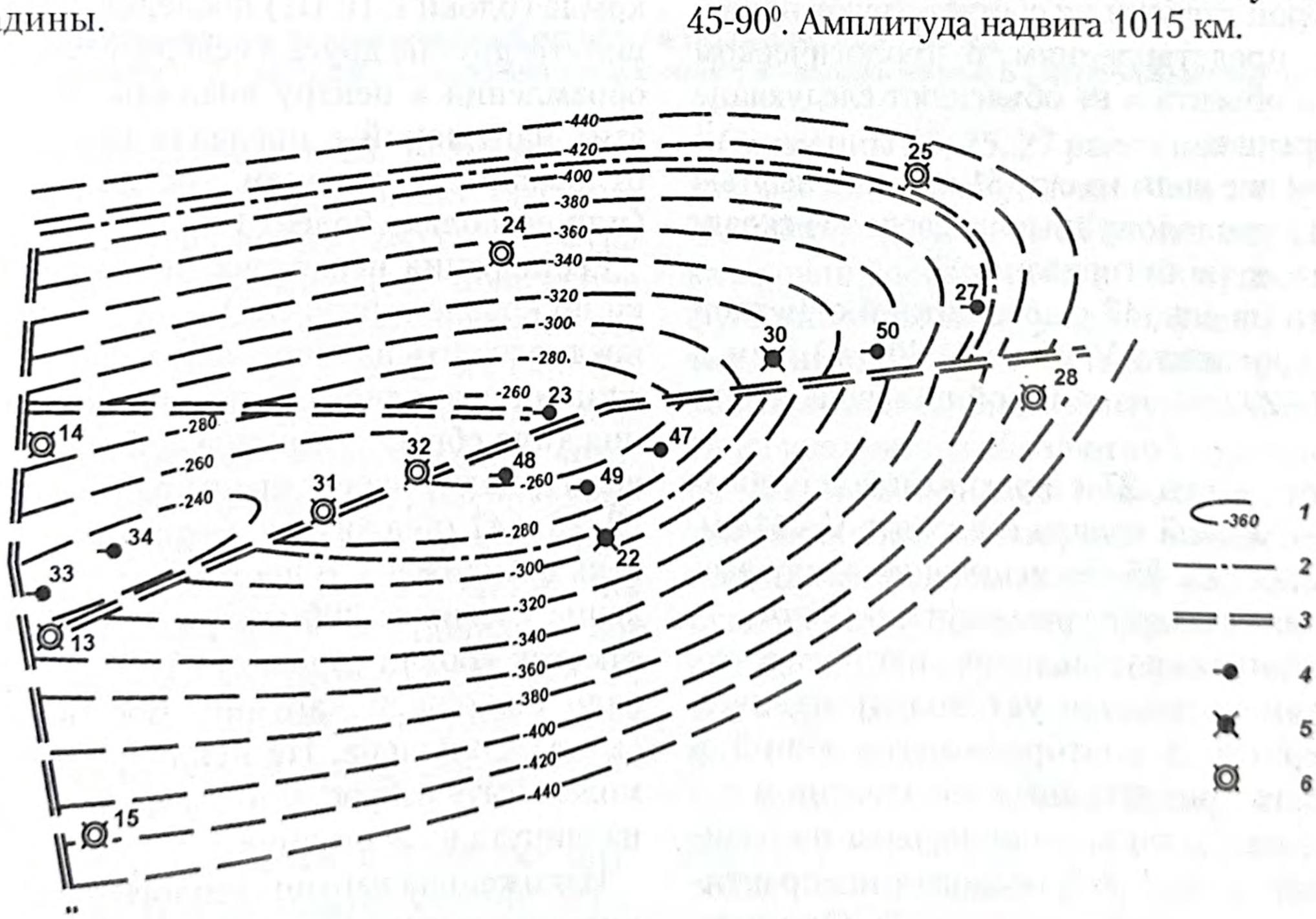


Рис. 1. Структурная карта по кровле V пласта месторождения Восточный Авваль:
1 - изогипсы по кровле V пласта; 2 - контур нефтегазоносности; 3 - линии тектонического нарушения; 4 - скважины добывающие; 5 - ликвидированные после эксплуатации; 6 - ликвидированные разведочные, выполнившие свое назначение

Результаты опробования скважин (вода, нефть — в $м^3$/сут)

Номер скв.	Горизонт				
	V	VI	VIIa	VIIб	VIII
24	Вода – 14,4	«Сухой»	«Сухой»	Вода – 14,1	Вода – 2,1
25	Ликвидирована без испытания				
27	Вода+нефть: жидкость – 1,85, нефть – 0,85				
28	Ликвидирована без испытания				
30	Вода+нефть: жидкость – 0,25, нефть – 0,18		Вода		Вода –0,045, нефть – 0,18
31	Вода	Вода			
13	Вода – 0,163, нефть –0,11	Вода с пленкой нефти	Вода		Нефть – 0,77
14	Вода – 48				Вода – 48
15	– 54				– 30
22	Вода – 1,06, нефть – 1,01				Вода – 2,37, нефть – 0,13
47	Нефть				

Результаты опробования скважин (таблица) в некоторой степени не соответствуют приведенным представлениям о геологическом строении объекта и не объясняют следующие противоречия:

- получение воды из скв. 31 и воды с нефтью из скв. 32, расположенных на своде (?) складки по отложениям горизонта V;
- нефти из скв. 47 с абсолютной отметкой кровли горизонта V ниже (- 306 м), чем в скв. 22 (- 292 м), из которой получена нефть с водой;
- нефти из скв. 27 с предполагаемой абсолютной отметкой кровли горизонта V - 414 м, ликвидация скв. 25 без испытания ввиду расположения ее за контуром нефтеносности.

Тщательное сопоставление диаграмм электрометрии позволило установить наличие неоднократного повторения отложений в интервалах продуктивных горизонтов и таким образом выявить наличие ряда тектонических нарушений взбросового типа практически во всех скважинах (рис. 2). Они имеют меридиональное простирание и секут складку Восточный Авваль по ее направлению, причем отдельные участки южного крыла (блоки I, II, III) последовательно надвинуты друг на друга к северу, т.е. от горного обрамления к центру впадины. Амплитуды этих нарушений в пределах продуктивных отложений в среднем составляют около (или несколько более) 10 м.

Реставрация первоначального вида складки по кровле горизонта V (рис. 3) позволяет предположить наличие неподсеченного скважинами еще одного тектонического нарушения типа сброса с амплитудой до 30 м, секущего складку вкрест простирания между скв. 22, 23 и 47 (аналогично месторождениям Авваль и Андижан). В противном случае проведение изогипсы 300 м с учетом абсолютных отметок кровли горизонта V не соответствовало бы общей картине. Восточная часть складки опущена. Не исключается, что это может быть взброс, и тогда западная ее часть надвинута на восточную.

Изложенная картина геологического строения рассматриваемого объекта предполагает наличие двухкупольной складки Восточный Авваль, в сводовой части восточного купола

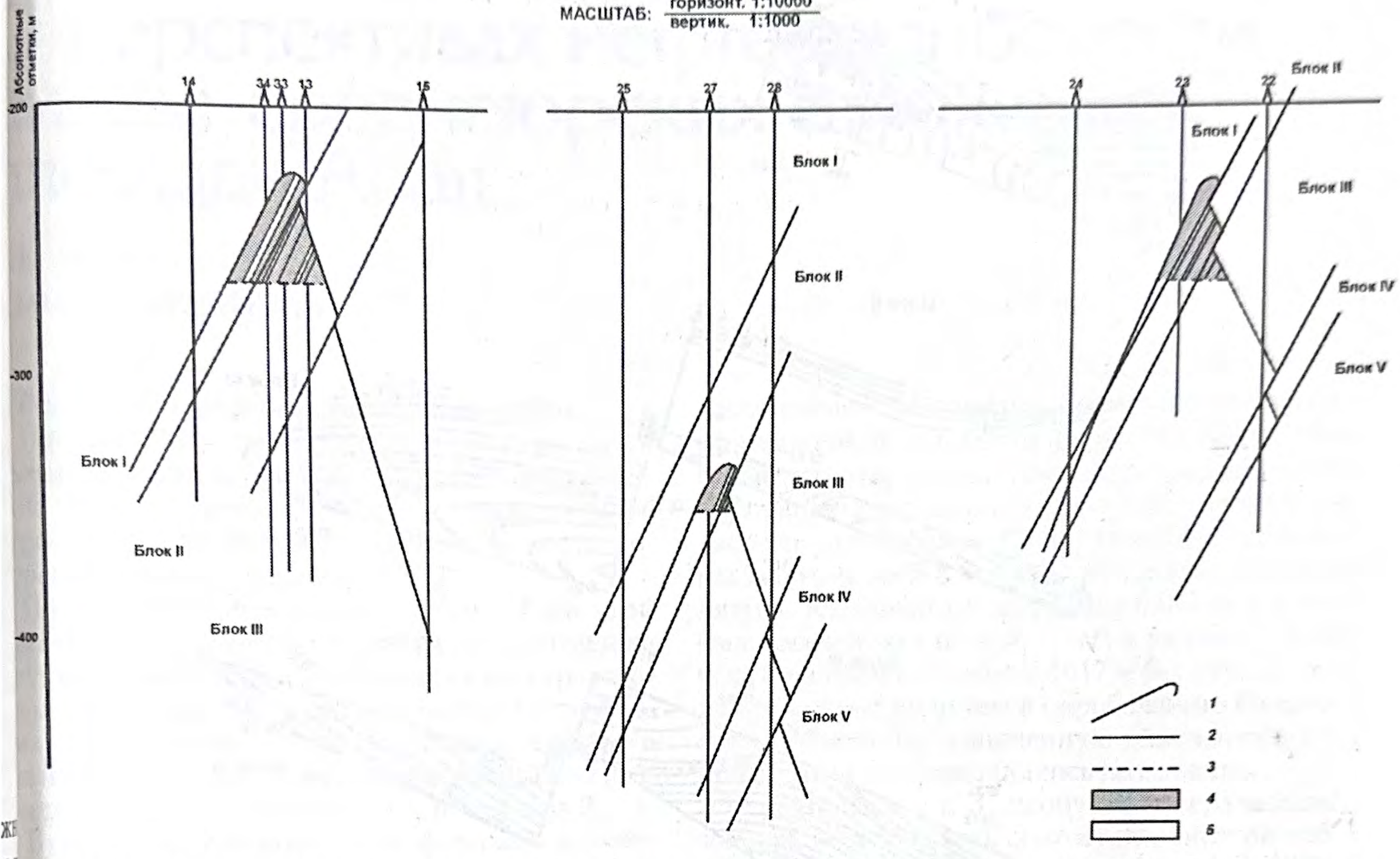


Рис. 2. Схематические геологические профили по линии скв. 14-22:
1 - кровля горизонта V; 2 - взбросы; 3 - водонефтяной контакт; 4 - залежь нефти; 5 - непроницаемые прослои

которой расположена скв 23. Возможный и начальный водонефтяной контакт здесь находится на отметках между - 265 и - 275 м (на карте указано минимальное положение ВНК), что и объясняет слабые притоки нефти с водой из скв. 32 и воды из скв. 31. Предполагается также существование самостоятельного западного купола, в своде которого находится скв. 33, давшая при опробовании приток нефти. Если допустить положение ВНК на данном участке также на указанных выше отметках, то становится понятным получение нефти из скв. 34; скв. 31 расположена в ундуляционном прогибе между куполами складки за пределами контуров нефтеносности (блок I).

Скважина 13 находится в пределах опущенного блока II и дренирует участок, ограниченный изогипсой - 275 м. В залежи нефти этого блока южнее скв. 32 и 23 эксплуатационных скважин нет.

Скважины 30, 25, 27 расположены в пределах восточной опущенной части блока II. Учитывая, что из скв. 27 (абсолютная отметка кровли горизонта V - 339 м) за время ее функционирования уже получено около 15 тыс. т нефти и более 40 тыс. м^3 воды, предположение о начальном контуре нефтеносности на изолинии с абсолютной отметкой между - 345 и - 350 м достаточно правдоподобно, так как вполне согласуется с мнением о едином водонефтяном контакте в залежи до нарушения ее целостности. Приток нефти с водой из скв. 30, вероятно, связан с неудовлетворительным состоянием цементного кольца за колонной.

В западной части блока III находится скв. 22, давшая почти 2,0 тыс. т нефти и более 15 тыс. м^3 воды, что указывает на близость начального ВНК. Положение последнего вероятнее всего на отметке - 290 м практически подтверждает предположение о едином начальном контуре

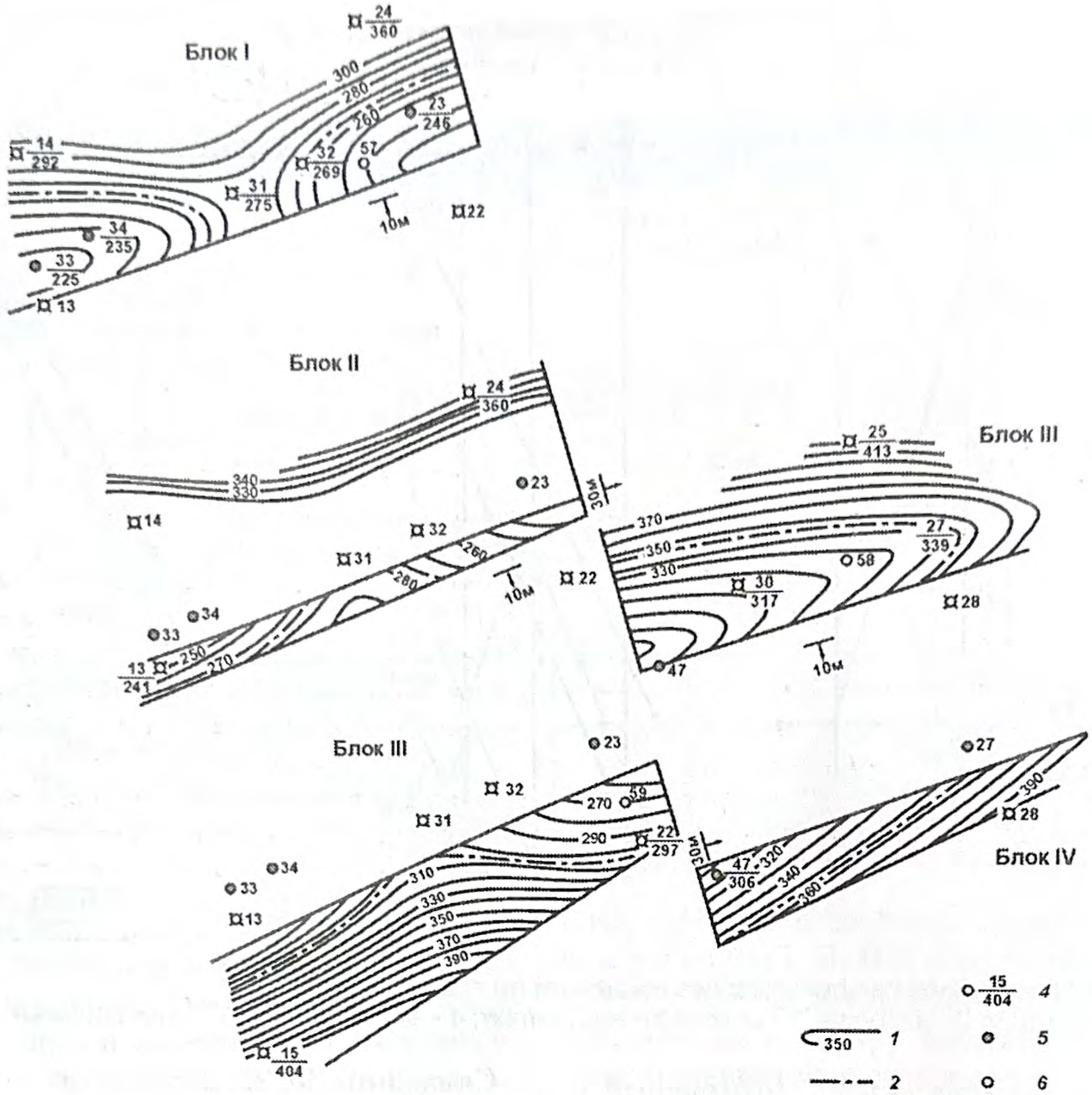


Рис. 3. Структурная карта по кровле V пласта месторождения Восточный Авваль:
1 - изогипсы кровли горизонта V; 2 - предполагаемый начальный контур нефтеносности; 3 - тектонические нарушения; 4 - в числителе – номер скважины, в знаменателе - абсолютная отметка кровли горизонта; 5 - скважины добывающие; 6- проектные оценочные; 7 - ликвидированные

нефтеносности залежи до ее дробления на блоки. Это обстоятельство позволяет ожидать наличия еще недренированного участка в блоке III к югу от скв. 13.

Согласно предположению о ранее целостной залежи нефти начальное положение ВНК в опущенной восточной части блока III может быть на отметке примерно – 360 м. В таком случае этот довольно большой участок эксплуатируется лишь одной скважиной (47), наиболее удаленной от контура нефтеносности, что и объясняет добычу из нее безводной нефти.

Таким образом, тщательный анализ геологического строения месторождений южного борта Ферганской впадины, расположенных в зоне интенсивной тектонической деятельности, дает возможность определить еще недренированные скопления нефти в изолированных блоках и тем самым прирастить ее активные извлекаемые запасы.

ANNOTATION
Formations geological Structure of the south flank of the Ferghana valley gives an opportunity to define yet nondrained oil accumulations in insulated blocks and with that an opportunity of increment in active recoverable oil reserves.

УДК 553.98:551.762 (575.572)

О перспективах нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений площади Арал

А.Е. Абетов
ОАО «ИГИРНИГМ»)

Результаты нефтегазопоисковых работ

Площадь Арал расположена в пределах одноменного валообразного поднятия в погруженной части Судочьего прогиба, геологическое строение и перспективы нефтегазоносности которого показаны в работах [1-6].

По данным сейсморазведки МОГТ на этой площади к глубокому бурению подготовлена двухкупольная брахиантиклиналь по отражающему горизонту T_{IV} в нижней части среднеюрских пород (данные И.И. Перельмана и др.). На южном куполе пробурены параметрическая скв. 1 и поисковая 2, на северном — поисковая 3.

Бурение по кайнозойским, меловым, верхнеюрским, верхней части среднеюрских отложений осуществлялось на глинистом растворе с большим удельным весом: в скв. 1 — 1,26-1,30 г/см^3 (до 2800 м), 2 — 1,38-1,45 (3196 м), 3 — 1,28-1,32 (3090 м), глубже — при следующих показателях: 1 — 1,18-1,24 г/см^3, 2 — 1,28-1,32 (3196-3608 м), затем 1,45-1,50 (ниже 3608 м), 3 — 1,28-1,39 г/см^3 (3090-4260 м).

В процессе проходки по разрезу юрских образований во всех скважинах суммарные газопоказания не превышали фоновых(0,5-2,5 %). В параметрической скв. 1 начиная с 3915 м зарегистрирован их рост до 6-7%. Хроматермографический анализ проб в интервале 3915-4017 м подтвердил наличие легких УВ. В скв. 2 газопоказания увеличились до 5-10% (3530-4137 м), 3 — до 10% (3489-3520 м).

В скв. 2 не удалось провести испытание в открытом стволе, хотя при бурении по среднеюрскому разрезу на растворе 1,29 г/см^3 отмечалось падение плотности глинистой смеси до 1,22. В скв. 3 при опробовании с пакеровкой на глубине 3920 м отобрано 2,5 л жидкости и 1,5 л газа, который горит при поджигании.

Из скв. 1 при очередном долблении в интервале 4012-4017 м вышел разгазированный раствор с содержанием газа до 50%. Затем начался выброс промывочной жидкости через затрубное пространство, инструмент оказался прихваченным. «Успокоить» скважину путем закачки бурового раствора плотностью 1,4-1,5 г/см^3 не удалось — газ дебитом до 5-6 тыс. м^3/сут продолжал выделяться. Удельный вес циркулирующего раствора был доведен до 1,68-1,70 г/см^3. Скважина закончена бурением на глубине 4017 м без спуска эксплуатационной колонны и опробования. В связи с этим оценить промышленную значимость этих проявлений не представилось возможным.

Бурение скв. 2 и 3 закончено в верхнепалеозойских образованиях соответственно при забоях 4254 (в трещиноватых аргиллитах) и 4160 м (в туфопорфиритах и туфоалевролитах).

В скв. 2 при опробовании в колонне нижнесреднеюрских проницаемых горизонтов семью объектами получены слабые притоки пластовой воды дебитом 0,2-0,6 м^3/сут. При испытании верхнеюрских отложений через две колонны в интервале 2980-2898 м отмечен слабый приток газа, 2720-2708 м — нестабильный дебитом 5 тыс. м^3/сут, интервал 2586-2580 м оказался «сухим». В скв. 3 в колонне из 8 горизонтов наблюдались слабые притоки пластовых вод.

По мнению СУПГ, в скв. 2 и 3 ниже 3000 м из-за больших репрессий на пласт сформировалась глубокая зона проникновения фильтрата бурового раствора, в связи с чем из рекомендованных объектов было получено небольшое количество воды и, кроме того, данные ГИС имели низкую информативность.

При проводке скважин на площади Арал допускались значительные отклонения от ГТН. Так, в скв. 1п при бурении по нижнеюрским породам репрессия на пласт составила 80 атм; 3 (глубже 3053 м) — 125; до 3090 м операция велась без спуска кондуктора и технической колонны. Замеры пластовых давлений при установившемся режиме

отсутствуют; все они сделаны при динамических уровнях. Скважины длительное время простаивали в ожидании испытания (2-11 месяцев).

Изложенные выше факты свидетельствуют о недоопоискованности юрских отложений на площади Арал и необходимости возврата к нефтегазопоисковым работам.

Физико-геологические модели юрских отложений

Переинтерпретация геолого-геофизических данных по методике сейсмостратиграфического анализа показала структурную организацию рассматриваемых отложений на площади Арал существенно отличающуюся от имеющейся.

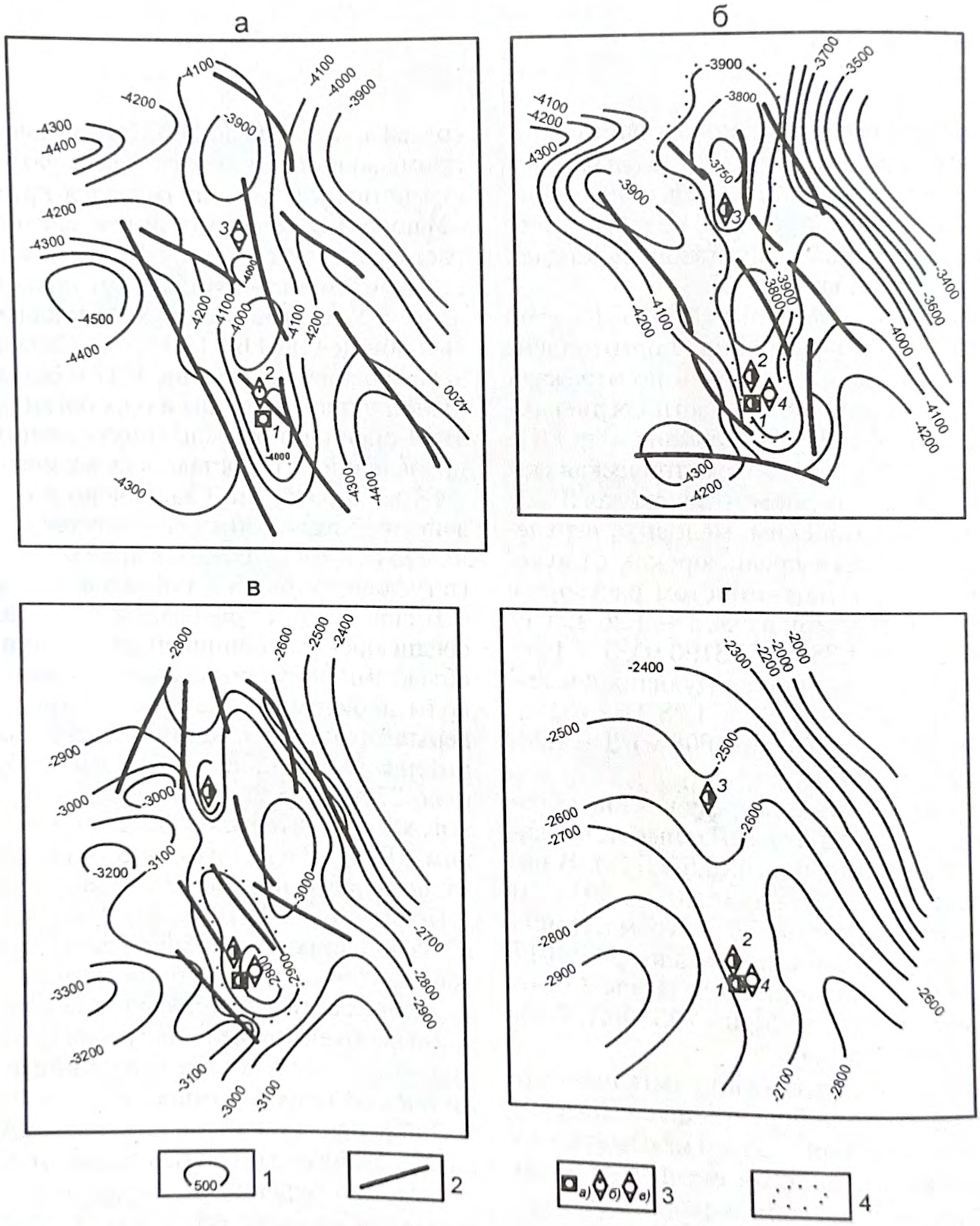


Рис 1. Структурные схемы по поверхностям:
а — доюрских комплексов пород; б — нижнеюрских; в — среднеюрских (атских); г — верхнеюрских (келловейских
1 — изогипсы картируемого горизонта; 2 — тектонические нарушения; 3 — скважины: а — параметрическая;
— поисковая; в — рекомендуемая; 4 — контур газоносности

В авторской модели по поверхности доюрских
род выделяется крупная трехкупольная бра-
антиклиналь, вытянутая в меридиональном
правлении и по периметру ограниченная раз-
омами. Ее размеры по предельно замкнутой
огипсе 4100 м составляют 23х6,5 км, амплиту-
– более 150 м (рис. 1, а).

В рельефе поверхности нижней юры выделяет-
также субмеридионально вытянутая, трехку-
льная гребневидная складка, слабо нарушен-
я разломами. Ее размеры по предельно замкну-
й изогипсе 3900 м равны 20,2х4,1 км, площадь
67 км^2, амплитуда — свыше 100 м. Конформ-
сть складки со структурным планом подстила-
ющих доюрских образований подчеркивается размерами, площадью развития, конфигурацией, амплитудой и простиранием (рис. 1, б).

В западном и восточном направлениях поверхность нижнеюрских отложений резко погружается с градиентом до 300 м/1 км, в северном — незначительно поднимается (рис. 1, б). В пределах контрастных куполов складки зафиксированы минимальные мощности (100-200 м), увеличивающиеся в разделяющих их синклиналях до 300 м и более (рис. 2, а).

Фациально-палеогеографическая обстановка осадконакопления представляла собой аллювиальную равнину, прорезанную меандрирующей

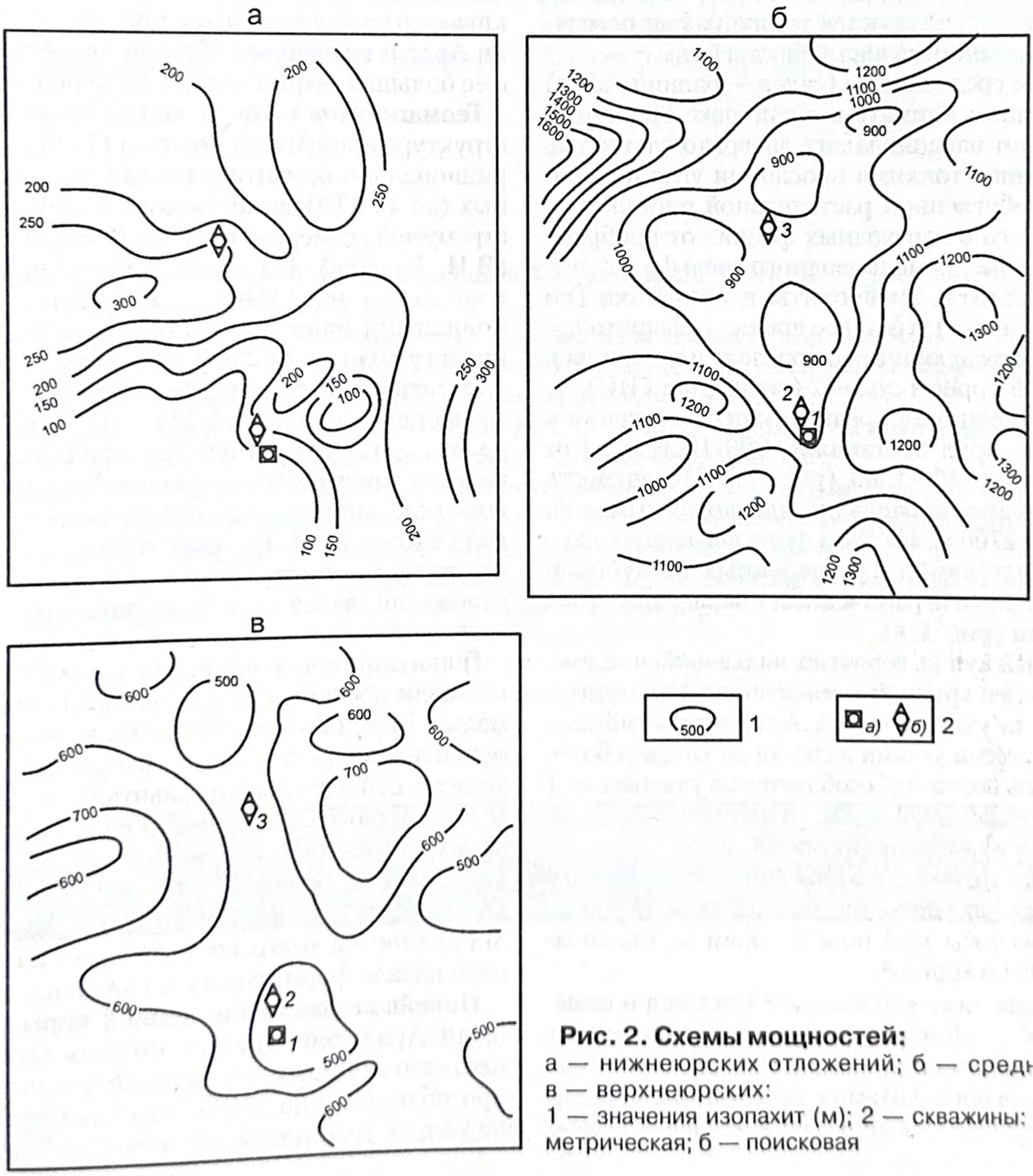


Рис. 2. Схемы мощностей:
а — нижнеюрских отложений; б — среднеюрских; в — верхнеюрских:
1 — значения изопахит (м); 2 — скважины: а — параметрическая; б — поисковая

палеорекой и ее боковыми протоками. Это породило широкое развитие линзовидных тел песчаников, нередко обогащенных алевритовым и глинистым материалом (по Л.И. Лабутиной). Значения открытой пористости песчаных коллекторов варьируют в пределах 4-12% по данным ГИС, и 7-8% — по керну. Прогнозируемые здесь скопления УВ по предварительным расчетам обладают перспективными ресурсами газа (C_3) в 30 млрд. м^3. Ожидаемый тип ловушки структурно-литологический.

В геологической конструкции среднеюрских пород площадь структуры Арал сокращается, а сама она выполаживается. Однако тенденция к унаследованности структурного плана сохраняется, что отчетливо прослеживается в топографии поверхностей отложений аалена, байоса и бата.

В начале средней юры (аален — ранний байос) при гумидном климате в обстановке старичных озер и болот накапливались алеврито-глинистые образования с тонкими прослоями угля и включениями обугленной растительной органики. В конце байоса в переходных фациях от прибрежной равнины до мелководного шельфа отлагались аргиллиты, алевролиты и песчаники (по Л.И. Лабутиной), в батское время — алеврито-аргиллиты, чередующиеся с прослоями песчаников с открытой пористостью 12 (по данным ГИС).

Общие мощности среднеюрских отложений в структуре Арал составляют 900-1000 м, за ее пределами — 1100-1300 (рис. 2, б). Поверхность их в северном направлении плавно воздымается с 2900 до 2700 м. На этом фоне выделяются два автономных купола, разделенных неглубокой синклиналью и ограниченных с запада и востока разломами (рис. 1, в).

Северный купол, вероятно, являющийся осложнением более крупной гемиантиклинали, оконтуривается на участке скв. 3. Асимметричный южный с пологими углами падения на западе и более крутыми на востоке обособляется на участке скв. 1 и 2 по изогипсе 2900 м. Его размеры — 7,9х3,2 км, площадь — 28 км^2, амплитуда 100 м.

В прогнозируемой в отложениях бата ловушке УВ структурно-литологического типа перспективные ресурсы газа по категории C_3 оцениваются в 6901,9 млн. м^3.

По поверхностям отложений келловея и кимериджа наблюдается общая унаследованность от структурного плана бата. Келловейский комплекс сложен аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников, возникших в условиях мелководной морской равнины. Ось складки воздымается с юга на север с 2650 до 2300 м. По замкнутой изогипсе 2650 м на юге структуры обособляется небольшой купол размером 6х1 км и амплитудой 50 м, с запада и востока ограниченный синклиналями, где поверхность келловея заглубляется до 2800-2900 м (рис. 1, г). На востоке через небольшой прогиб намечается крутой ее подъем в направлении к Бердахской ступени, в северной части выделяется структурный нос (рис. 1, г).

Мощности верхнеюрских отложений варьируют в пределах 500-800 м: минимальные — в районе скв. 1, 2, 3, максимальные — к востоку и западу от этого участка (рис. 2, в).

Геофизические потенциальные поля подчеркивают структурные неоднородности на площади Арал и косвенным образом свидетельствуют о ее больших нефтегазоносных перспективах.

Геомагнитное поле. К конседиментационной структуре приурочена крупная (7х15 км) субмеридионально ориентированная зона интенсивных (до 40 нТл) мозаичных положительных экстремумов размером от 5х3 до 0,5х0,5 км и менее (В.И. Башаев). На запад и север происходят плавные, а на восток и юг скачкообразные понижения напряженности аномалий геомагнитного поля до 20-25 нТл и менее.

Электрическое поле. По результатам переинтерпретации материалов МТЗ (В. Фомин) установлено, что своду структуры Арал отвечают локальные минимумы интервальной проводимости, возможно, связанные с присутствием газоносных коллекторов (Л.И. Трусова). Кроме того, по высокоомному горизонту вблизи кровли палеозойских отложений выделяется антиклинальная складка, согласующаяся с данными сейсморазведки.

Гравитационное поле. На рассматриваемой площади обособляются слабоинтенсивные аномалии Буге, образуя глубокий, меридионально ориентированный «залив», в теле которого находится относительный гравитационный максимум, хорошо коррелируемый со сводом в рельефе магнитоактивной поверхности. Косвенно это указывает на большую глубину залегания байкальского фундамента и крупные размеры неоднородностей в его составе, одно из которых дало начало формированию складки.

Новейшее движение земной коры. На площади Арал фиксируется область минимумов неотектонических дислокаций с амплитудами прогибаний выше 250 м. Это благоприятствует не только возникновению очага нефтегазообра-

ования, но и последующей консервации эмигрировавших из него УВ.

Дальнейшее направление работ

Проведенные на площади Арал комплексные геолого-геофизические исследования позволили выделить весьма благоприятные структурно-тектонические особенности нижне-среднеюрских отложений (особенно нижних), которые могли способствовать формированию скоплений УВ с коммерческими запасами. С целью их доопоискования в своде южного купола, в 1,0-1,5 км к юго-востоку от параметрической скв. 1 рекомендуется заложить поисковую скв. 4 проектной глубиной 4200 м.

Основной мотивацией выбора точки заложения являются: прямые признаки газоносности в скв. 1, гипсометрически наиболее приподнятое положение юрских целевых горизонтов, контрастная выразительность складки по всем горизонтам юры, большие мощности нижне- среднеюрских отложений, увеличение в их составе содержания песчаных пластов-коллекторов с хорошими ФЕС, разделенных непроницаемыми покрышками, фациально-палеогеографические и геохимические обстановки осадконакоплений и т.п.

Кроме того, с целью прямого прогнозирования скоплений УВ желательно провести высокоточную грави- магниторазведку и детальную площадную.

Таким образом, наличие двух прогнозируемых стратиграфических уровней концентрации УВ (батский – верхняя часть средней юры и нижнеюрский) делает доопоискование площади Арал весьма актуальным и целесообразным.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Акрамходжаев А.М., ЮлдашевЖ.Ю., Авазходжаев Х.Х., Лабутина Л.И. и др.*** *Опорные и параметрические скважины Устюрта. Ташкент: Фан, 1981. 128 с.*

2. ***Абидов А.А., Долгополов Ф.Г.*** *Геодинамические особенности развития Устюрта в связи с его нефтегазоносностью // Сб. докладов участников IV Международного геологического семинара на тему «Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Аральского моря», Алматы, 1997. С. 59- 63.*

3. ***Бабаджанов Т.Л., Кунин Н.Я., Лук-Зильберман В.И.*** *Строение и нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов Средней Азии по геофизическим данным. Ташкент: Фан, 1986. 190 с.*

4. ***Бабаджанов Т.Л., Абетов А.Е., Рубо В.В.*** *Глубинное строение и геологическое развитие Судочьего прогиба в палеозое по данным сейсмостратиграфического анализа // Геология и минеральные ресурсы, 2000, №4. С. 11-16.*

5. ***Таль-Вирский Б.Б.*** *Геофизические поля и тектоника Средней Азии. М.: Недра, 1982. 188 с.*

6. ***Убайходжаев Т.И., Талипов С.Т., Авазходжаев Х.Х. и др.*** *Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Восточного Устюрта // Геология нефти и газа, 1992, №1. 5-8 с.*

ANNOTATION

A new physical-geological model of Jurassic sedimentations for Aral area is offered according to which it is possible to find a new gas field with commercial reserves.

УДК 532.52

Определение параметров трещиновато-пористых пластов с учетом сжимаемости скелета породы и жидкости

Э.К. Ирматов, Б.Х. Хужаёров, Ш.Ж. Худоёров, А.А. Закиров
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз», КНИИРП Сам. отд. АН РУз, АК «Ўзгеонефтгазқазибчикариш»

В результате исследования нефтегазодобывающих скважин получают индикаторные кривы изогнутые к оси перепадов давления, иногда прямолинейные. Многочисленные данные по место рождениям Белоруссии, Дагестана, Северного Кавказа и др. показывают, что это характерно дл коллекторов трещинного, трещиновато-кавернозного, трещинно-пористого типов [1].

Гидродинамический анализ нагнетательных скважин площади Карабулак-Ачалуки показывае что индикаторные диаграммы также близки к прямолинейным или искривлены к оси перепадо давления [1]. Последнее наблюдается и на месторождении Наманган — V пласт (рисунок). Здес индикаторные диаграммы обрабатывались с помощью методики, использованной для кривых, полу ченных в трещиновато-пористых коллекторах. Данные обработки позволяют интерпретировать ти коллектора как трещиновато-пористый. Отметим, что другие методы (изучение кернового матери ла в лабораторных условиях, геофизические и др.) подтверждают эти выводы.

Как гидродинамическая основа методики обработки индикаторных кривых в качестве первого прибли жения может быть использована модель трещиновато-пористой среды, базирующаяся на идее взаимопр никающих сред [2, 3, 4]. Согласно ей среда представляется в виде вложенных друг в друга двух сред с двум значениями проницаемости k_1 и k_2 и пористости m_1 и m_2. Главное отличие процесса фильтрации в трещино вато-пористых коллекторах — обмен жидкостью между пористыми блоками и трещинами.

На больших глубинах параметры трещинной и пористой сред сильно зависят от деформационны свойств их материалов, диапазона изменения пластового и эффективного давлений и др. Поэтом использование линейной теории фильтрации в трещиновато-пористых средах может исказить кар тину. Тогда используется нелинейная теория [5, 6].

В общем случае параметры пласта и жидкости экспоненциально зависят от пластового давления [5

$$k_i = k_{i0} exp[-a_{ki}(p_0 - p_i)],$$

$$m_i = m_0 exp[-\beta_{mi}(p_0 - p_i)], \qquad (1)$$

$$\rho = \rho_0 exp[-\beta_{ж}(p_0 - p)],$$

$$\mu = \mu_0 exp[-a_{\mu}(p_0 - p)], \qquad i = 1,2,$$

где k_i, m_i, ρ, μ — текущие значения проницаемости, пористости блоков и систем трещин, плотност и вязкость жидкости соответственно при пластовом давлении p; k_{i0}, m_{i0}, ρ_0, μ_0 — проницаемост пористость сред, плотность и вязкость жидкости при $p=p_0$; a_{ki}, β_{mi}, $\beta_{ж}$ a_{μ} — коэффициенты измене ния k_i, m_i, ρ, μ соответственно. Индекс 1 относится к трещинам, 2 — к пористым блокам.

Примем, что переток жидкости из блоков в трещины определяется по формуле

$$q' = \frac{A(p)}{\mu_0}\rho_0 \frac{\exp[-\alpha_2(p_0 - p_2)] - \exp[-\alpha_2(p_0 - p_1)]}{\alpha_2}, \qquad (2)$$

где $\alpha_2 = a_{k2} b_{ж} - a_{\mu}$; $A(p)$ учитывает скорость массообмена в зависимости от раскрытия трещин. В дальнейшем для простоты считаем A=const.

Обозначим

$$u_1 = exp[-\alpha_1(p_0 - p_1)],$$

$$u_2 = exp[-\alpha_2(p_0-p_2)], \qquad (3)$$

$$\alpha_1 = a_{к1}+\beta_{ж}-a_{\mu}.$$

Подставив (1), (2), (3) в уравнения неразрывности потока в трещинах и блоках для осесимметричного случая

$$\frac{\partial}{\partial t}(m_1\rho)-\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{k_1\rho}{\mu}\frac{\partial p_1}{\partial r}\right)-q'=0,$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(m_2\rho)-\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{k_2\rho}{\mu}\frac{\partial p_2}{\partial r}\right)+q'=0,$$

получим

$$\varepsilon_1\nu_1\frac{\partial u_1^{1/\gamma_1}}{\partial t}-n\chi\Delta u_1-\frac{1}{\tau}(u_2-u_1^n)=0,$$

$$\nu_2\frac{\partial u_2^{1/\gamma_2}}{\partial t}-\varepsilon_2\chi\Delta u_2+\frac{1}{\tau}(u_2-u_1^n)=0, \qquad (4)$$

где

$$n=\frac{\alpha_2}{\alpha_1}, \quad \nu_1=\frac{\alpha_1}{\beta_{m1}+\beta_{ж}}, \quad \nu_2=\frac{\alpha_2}{\beta_{m2}+\beta_{ж}}, \quad \varepsilon_1=\frac{\nu_2 m_{01}}{\nu_1 m_{02}}, \quad \varepsilon_2=\frac{k_{02}}{k_{01}},$$

$$\chi=\frac{k_{01}}{\mu_0 m_{02}(\beta_{m2}+\beta_{ж})}, \quad \tau=\frac{\mu_0 m_{02}(\beta_{m2}+\beta_{ж})}{A(p)},$$

$\Delta=\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}r\frac{\partial}{\partial r}$ – оператор Лапласа.

Аналогично линейному случаю проницаемость блоков по сравнению с проницаемостью трещин может быть значительно меньше, т.е. $\varepsilon_2 << 1$. Это позволяет упростить систему (4)

$$\varepsilon_1\nu_1\frac{\partial u_1^{1/\gamma_1}}{\partial t}-n\chi\Delta u_1-\frac{1}{\tau}(u_2-u_1^n)=0,$$

$$\nu_2\frac{\partial u_2^{1/\gamma_2}}{\partial t}+\frac{1}{\tau}(u_2-u_1^n)=0 \qquad (5)$$

Последняя справедлива для областей плавного изменения u_2. В непосредственной близости от границы, где u_2 изменяется резко, она может значительно отличаться от (4).

Методика интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин основана на решении систем (4) и (5). По данным расшифровки полученных результатов при стационарных режимах (по индикаторным диаграммам) можно определить коэффициенты гидропроводности и изменения подвижности, параметр, характеризующий инерционные сопротивления (т.е. коэффициент b в обобщенном квадратичном законе фильтрации).

Индикаторные кривые, естественно, отличаются от прямолинейной зависимости, соответствующей обычной формуле Дюпьюи

$$Q=\frac{2\pi k_1 h}{\mu}\frac{\Delta p}{\ln\frac{R_k}{r_c}}, \quad \Delta p=p_k-p_c, \qquad (6)$$

так как параметры пласта и жидкости зависят от давления. Кроме того, в трещиноватой среде за счет сужений, расширений и поворотов потоков в системе трещин закон фильтрации, как правило, носит инерционный характер.

С учетом (1) формулу притока жидкости к скважине можно записать в виде [7]

$$Q = Q_1 + Q_2 = \frac{2\pi k_{10} h}{\mu} \frac{1-\exp[-\alpha_1(p_k - p_c)]}{\alpha_1 \ln \frac{R_k}{r_c}} + \frac{2\pi k_{20} h}{\mu_0} \frac{1-\exp[-\alpha_2(p_k - p_c)]}{\alpha_2 \ln \frac{R_k}{r_c}}, \qquad (7)$$

где $\alpha_1 = \alpha_{k1} + \beta_{ж} - \alpha_{\mu}$, $\alpha_2 = \alpha_{k2} + \beta_{ж} - \alpha_{\mu}$.

Предположим, что проницаемость системы пористых блоков намного меньше проницаемости системы трещин. Тогда (7) можно упростить

$$Q = \frac{2\pi k_0 h}{\mu_0 \ln \frac{R_k}{r_c}} \frac{1-\exp[-\alpha_1(p_k - p_c)]}{\alpha_1}. \qquad (8)$$

При обработке индикаторных кривых основная трудность заключается в определении параметра α_1, который характеризует зависимость свойств пласта и жидкости от давления. Интегрируя их для двух произвольных Δp_1 и Δp_2 (8), получим

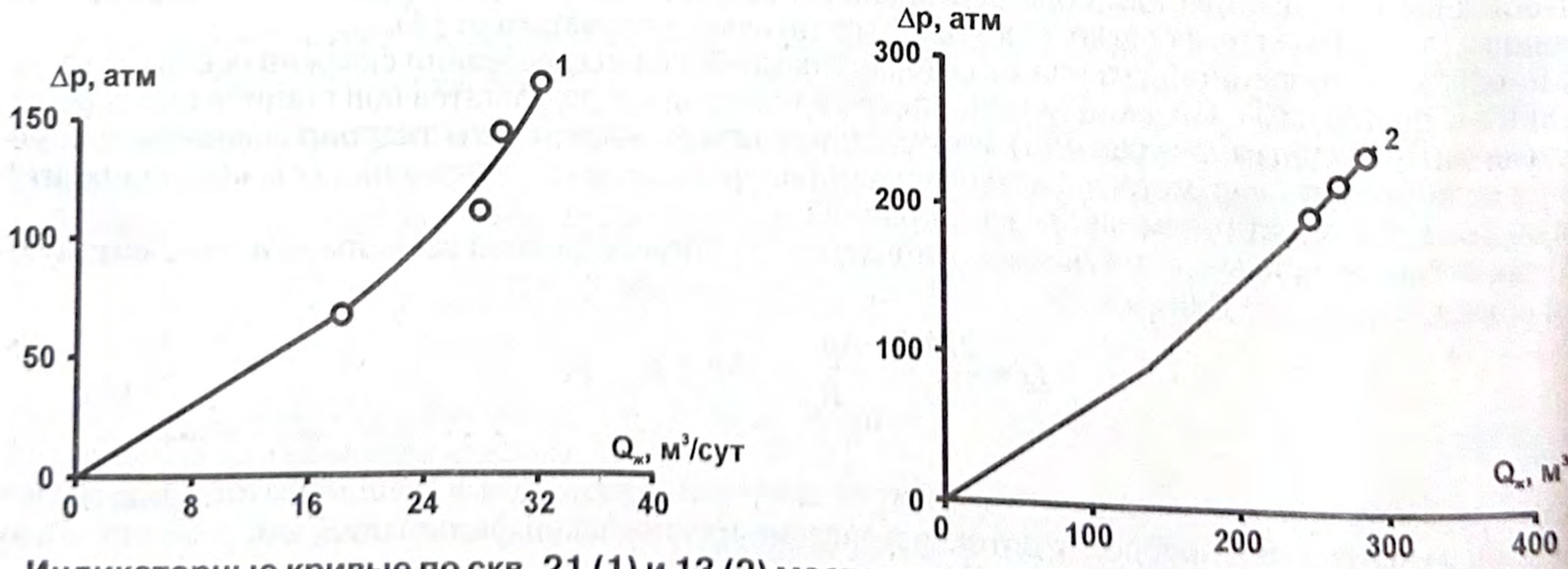
$$\alpha_1 = \frac{q_2 \Delta p_1 - q_1 \Delta p_2}{\Delta p_2 \int_0^{\Delta p_1} q d\Delta p - \Delta p_1 \int_0^{\Delta p_2} q d\Delta p}. \qquad (9)$$

Для достижения большей точности необходимо взять несколько различных пар точек $(\Delta p, Q)$, определить α_1, а затем вычислить среднее арифметическое значение.

Зная α_1, можно найти коэффициент гидропроводности

$$\frac{k_0 h}{\mu_0} = \frac{Q\alpha_1 \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi[1-\exp(-\alpha_1 \Delta p)]}. \qquad (10)$$

По указанному алгоритму рассчитывались параметры α_1 и гидропроводности по специальной разработанной программе с использованием индикаторных кривых, полученных в скв. 21, 13 месторождения Наманган. В программе предусматривается ввод 10 пар значений Q, Δp. Для определения α_1 по (9) составлен специальный блок с численным интегрированием функции Q по перепаду давления Δp. Значение α_1 рассчитано для пяти пар $(\Delta p_{2+i}, \Delta p_{5+i})$, $i = \overline{1,5}$. Гидропроводность оценивали на основе (10). Зная $k_0 h/\mu_0$ в десяти точках и среднюю его величину, находили коэффициенты продуктивности для каждого Δp:



Индикаторные кривые по скв. 21 (1) и 13 (2) месторождения Наманган

$$K = \frac{2\pi}{\ln\frac{R_k}{r_c}} \frac{k_0 h}{\mu_0} \frac{1-\exp(-\alpha_1 \Delta p)}{\alpha_1}; \qquad (11)$$

Фактическая текущая продуктивность определена как

$$K_ф = Q/\Delta p. \qquad (12)$$

Для оценки пригодности полученных параметров по формуле (8) вычислен дебит с использованием значений Δp.

Основываясь на полученных результатах, можно сделать заключение, что параметры V пласта месторождения Наманган и его пластовых флюидов существенно зависят от перепада давления. Характер их изменения хорошо описывается экспоненциальными зависимостями (1).

Как видим, причиной искривления индикаторных линий могут быть как значительные инерционные силы, так и перепад давления. На практике трудно выделить какой-либо один из этих факторов, особенно, когда кривая получена лишь в режиме отбора жидкости из пласта. В этом случае как нелинейность закона фильтрации, так и значительные деформации трещин приводят к тому, что она загибается к оси перепадов давления. Однако в режиме нагнетания жидкости в пласт оба фактора действуют в противоположном направлении. Поэтому, если при исследовании скважин в этом режиме индикаторная кривая загнута к оси перепадов давления так же, как и в режиме отбора, то можно предположить, что преобладает влияние инерционных сопротивлений. Если знаки кривизны различны, то возможно преимущественное влияние деформаций среды [5].

Таким образом, для изучения причин искривления индикаторных диаграмм на глубокопогруженных месторождениях Ферганской нефтегазоносной области необходимо проводить исследования скважин в режиме как отбора, так и нагнетания жидкости в пласт. При этом диапазоны расхода нагнетаемой жидкости должны быть такими, чтобы охватывались участки кривых с возможным загибом к оси дебитов.

Обработка данных скв. 8 показывает, что для α_1 получается большой разброс значений. Расчетные продуктивность и дебит значительно отличаются от фактических. Это свидетельствует о том, что для условий работы этой скважины модель фильтрации должна быть выбрана исходя из других механизмов, отличных от условий скв. 13, 21.

В процессе обработки результатов исследования скважин необходимо использовать соответствующую методику с учетом режимов эксплуатации залежи, типа коллектора и других факторов. Ошибочный выбор методики приводит к неидентичной оценке параметров пласта, что в последующем может обусловить неверные геолого-технические решения при разработке месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Майдебор В.Н.*** *Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М.: Недра, 1980. 288 с.*
2. ***Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П.*** *Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах //ДАН. 1960. Т.132, №3. С. 545-548.*
3. ***Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И.Н.*** *Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиновато-пористых средах//ПММ. 1960. Т.24, вып. 5. С. 852-864.*
4. ***Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.*** *Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М.: Недра, 1972. 288 с.*
5. ***Горбунов А.Т.*** *Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981. 237 с.*
6. ***Авакян Э.А., Горбунов А.Т., Николаевский В.Н.*** *Нелинейно-упругий режим фильтрации жидкости в трещиновато-пористых пластах // Теория и практика добычи нефти. М.: Недра, 1968. С.165-173.*
7. ***Авакян Э.А., Горбунов А.Т.*** *Определение параметров трещиноватых пластов // Теория и практика добычи нефти. М.: Недра, 1971. С. 223-235.*

ANNOTATION
It's shown that it is necessary to use correspondent technique in investigation results processing proceeding from oil reservoir drive, collectors type and etc.

УДК 622. 27

Оценка влияния глинистой корки и зоны кольматации на проницаемость призабойной зоны

Е.А. Бигалиев
(Республика Казахстан)

При заканчивании скважин в гранулярных коллекторах зона кольматации может иметь толщину 0,2-1 см при проницаемости 0,005-0,010 мкм². Таким же значением обладает глинистая корка [1, 2, 3, 4].

Определим дополнительное сопротивление притоку, обусловленное влиянием этих факторов, по уравнению

$$\Delta C = \frac{Q_v \mu \delta_c}{\pi D h_\tau k},$$

где Q_{ll} — дебит нефти; μ — коэффициент Пуассона; D — диаметр скважины; h_ϕ — высота фильтра; k – его проницаемость; δ_ρ — суммарная толщина глинистой корки и зоны кольматации.

Расчеты обусловлены тем, что величина δ_ρ мала. В качестве примера рассмотрим данные по скв. 34 Восточный Макат Атырауской области Республики Казахстан, в которой пласт был вскрыт в интервале 639–603 м при перфорации 140 мм колонны с помощью ПСК-80. После вызова притока скважина дала фонтан безводной нефти с дебитом 35 м/сут, что соответствовало расходу 1,2 см/с через одно отверстие при плотности 10 на 1 м.

При Q = 1,2 см/с; μ=80 – 200 МПа·с; D = 24,3см; h_ϕ = 10 см; δ_ρ = 1см; k = 0,005 мкм²; величина ΔР= 2,5-6 МПа, что нежелательно из-за опасности нарушения целостности искусственного фильтра, так как прочность материала, из которого он изготовлен, составляет при сжатии 2,5–3 МПа.

Перепад давления при сохранении притока жидкости в скважину можно уменьшать путем очистки ее стенок от глинистой корки непосредственно при цементировании, а также с помощью ПАВ.

Данный вопрос можно решить, увеличив диаметр скважины в интервале залегания продуктивного пласта до 400-500 мм. При D=500 мм дополнительное сопротивление снижается в 2 раза, т.е. до 1,2-3 МПа. Очистка ствола скважины от глинистой корки также уменьшает $\Delta P_п$ в 2 раза, т.е. до 0,6-1,5 МПа. Предполагается, что размеры зоны кольматации при этом не меняются.

Из комплекса указанных мер наиболее эффективно, очевидно, увеличение диаметра ствола скважины в интервале залегания продуктивного пласта. Однако при этом дополнительное сопротивление притоку может составить 3 МПа, а общая депрессия превысит 4. Поэтому следует использовать материал, прочность которого при сжатии составляла бы 5-6 МПа, или применять данную конструкцию скважин в зоне фильтра только в тех случаях, когда поступающая из пласта нефть имеет вязкость не более 50-60 МПа·с.

Отметим еще две технологические операции, которые могут оказать существенное влияние в период освоения скважины и в процессе эксплуатации. Первая — это кислотная обработка призабойной зоны, в результате которой снижается (иногда резко) кольматация и восстанавливается начальная проницаемость пласта. Вторая – продавливание в пласт нефти и воды, что приводит к проникновению кольматирующих материалов в глубь пласта и облегчает вызов притока при освоении скважины. Эффективность этого подтверждается результатами подачи в пласт значительных объемов морской воды, благодаря чему впоследствии вызов притока достигается при меньшей депрессии на пласт.

В процессе расширения ствола скважины гидравлическими приспособлениями глинистая корка разрушается вместе с горной породой. Однако при этом используется буровой

створ, и на стенках вновь образуется глинис-
я корка, одновременно с этим происходит
льматация песчаников.

В ходе исследования влияния степени дис-
ргирования твердых частиц в суспензии на
оницаемость образцов с различной пористо-
ью установлено, что, если размеры частиц в
13 раз меньше максимальных диаметров по-
вых каналов, то ее снижение в результате
льматации велико. Если они равны радиусам
следних или превышают их, то кольматации
е происходит. В этом случае скорость фильт-
ации снижается за счет образования корки на
оверхности породы.

Отмечено, что при перепаде давления около
МПа глинистые корки предельно уплотняют-
я и в дальнейшем их структурные свойства не
еняются. При утяжелении глинистых суспен-
ий баритом предельное уплотнение корок и
табилизация их проницаемости достигаются
же при 2 МПа. Обработка глинистого раство-
а УЩР, КМЦ, окзилом и некоторыми други-
ми реагентами резко снижает проницаемость в
результате пептизирующего действия, повыша-
ющего их плотность.

Экспериментальные исследования кольмата-
ции и очистки гранулярных коллекторов про-
водились во ВНИИКРнефти. После измере-
ния начальной газо- и водопроницаемостей по-
ровых кернов на них также действовали
различными буровыми растворами и затем за-
меряли проницаемость – начальную и обрабо-
танных образцов. В отдельных опытах произ-
водили оценку снижения проницаемости при
многократном (2–3 раза) последовательном намыве и снятии глинистой корки.

Полученные результаты позволяют качественно и количественно оценить ряд факторов, влияющих на фильтрационные характеристики пород (табл. 1).

Из таблицы видно, что проницаемость закольматированных образцов существенно зависит от плотности бурового раствора и начального значения: с увеличением последнего степень кольматации растет. В коллекторах с начальной величиной от 1 до 2 мкм^2 могут образоваться зоны кольматации, способные снизить ее на 75–90%, при 0,3–0,5 мкм^2 (наиболее часты) потеря фильтрационных свойств пород достигает 18–23%.

Результаты опытов по воздействию на керны буровыми растворами различной плотности показали, что их влияние на кольматацию неодинаково. Для образцов с различной начальной проницаемостью она максимальна при использовании неутяжеленных буровых растворов плотностью 1,04 г/см^3 и уменьшается в 2-3 раза при 1,42-2,02. Это указывает на то, что повышение доли твердой фазы в растворе снижает кольматацию призабойной зоны пласта, а отсутствие в них твердых частиц утяжелителя и увеличение содержания коллоидных приводят к устойчивой и прочной блокаде порового пространства пород коллектора.

При снятии глинистой корки с образца и повторной фильтрации проницаемость закольматированной зоны уменьшается до предельных значений 0,012-0,015 мкм^2 и остается неизмен-

Таблица 1

Проницаемость керна, мкм^2		Потеря проницаемости на закольматированном участке, $K_4 = k_2 - k_3$, мкм^2	$в = \frac{k_4}{k_2}$
начальная, K_2	закольматированного обр., k_3		
0,358	0,295	0,063	0,18
0,526	0,407	0,119	0,23
1,218	0,284	0,934	0,76
1,74	0,319	1,421	0,82
2,052	0,176	1,876	0,92

ной независимо от начальной величины и последующих циклов кольматации. Следовательно, удаление глинистой корки с поверхности пород коллектора в среде бурового раствора приводит к значительному снижению проницаемости призабойной зоны за счет резкого увеличения кольматации при повторном формировании корки.

Фильтрационные характеристики системы проницаемый тампонажный камень – закольматированный песчаник (с глинистой коркой) изучались на составных образцах. Для этого часть кернов песчаника (по 30 мм) удаляли, а вместо них устанавливали образцы из состава Контарен–2. Для получения различной исходной проницаемости их промывали водой. Общую проницаемость системы замеряли при прокачивании воды в прямом и обратном направлениях. С целью ее повышения на систему воздействовали различными жидкостями.

Применявшийся в опытах полимерный соленаполненный тампонажный материал после затвердения имел исходную водопроницаемость не более 0,612 мкм^2. Промывка водой для удаления соли приводила к значительному ее увеличению. При прохождении через образцы объемом 20 см^3 последовательно 150, 300 и 450 м^3 воды их проницаемость составила 8,4; 14,6 и 18,3 мкм^2 соответственно. Установление этого соотношения позволяет рассчитать требуемое количество жидкости для вымыва соли. При использовании данного тампонажного материала в конструкции искусственного фильтра толщиной 16–18 см и высотой 10 м необходимо 120–150 м^3 воды, чтобы повысить его проницаемость с 0,6 до 8 мкм^2. Как правило, такого начального значения не требуется, поэтому объем может быть снижен в 3–4 раза.

При обратном прокачивании жидкости через систему закольматированный песчаник – глинистая корка – полимерный тампонажный камень проницаемость увеличивается с 0,001–0,007 до 0,03–0,11 мкм^2 (т.е. в среднем более чем в 10 раз) за счет частичного размыва корки и зоны кольматации фильтрационным потоком. Однако полученные значения заметно меньше естественной проницаемости песчаника, что обусловило необходимость изучения способов и технологических приемов разрушения глинистой корки в период создания искусственного фильтра.

Применяются механический, гидравлический, физико-химический и комбинированные способы. Механический (скребки) широко используют в отечественной и зарубежной практике при цементировании эксплуатационных промежуточных колонн, так как он технологичен и удобен в промысловых условиях. В наклонно направленных скважинах и при большой кавернозности ствола данный способ ма-

Таблица 2

Реагент	Концентрация в воде, %	Масса глинистой корки, г	Изменение массы глинистой корки после воздействия реагента в течение, мин				Примечание
			5	10	15	20	
$Al_2(SO_4)_3$	10	15,2	11,4/25*	-/100	—	—	
	7,5	16,5	14,8/10	12,1/10	5,1/70	-/100	Корка разрушилась и превратилась в гель
	5	12,1	11,5/5	9,5/20	6,0/50	1,2/90	
NaOH	10	20,2	- /100	—	—	—	
	7,5	18,5	- /100	—	—	—	Корка с порошком алюминия разрушилась превратилась в гель
	5	16,6	11/30	- /100	—	—	

*В числителе - разрушения, г; в знаменателе – масса разрушенной части корки, %.

фективен. Гидравлический и физико-хими-ский основаны на воздействии на корку спе-альными смывающими жидкостями, обладащими соответственно абразивными свой-вами и физико-химической активностью.

При выборе реагентов для удаления глинис-й корки со стенок скважины были рассмот-ены известные вещества, а также водные ра-творы сернокислого алюминия, хлорного же-за, каустической соды. В последнем случае в сходный глинистый раствор добавляли 0,1% люминиевого порошка типа ПАП-1. Приме-яется также утяжеленный баритом раствор лотностью 1,47 г/см^3), приготовленный из естной комовой глины на пресной воде, обра-отанной 10% УЩР.

Результаты исследований свидетельствуют о ом, что разрушение глинистой корки и зоны ольматации при воздействии указанными ре-гентами тем интенсивнее, чем больше началь-ая проницаемость кернов. Лучшей разрушаю-цей способностью обладают 10%-ые растворы сернокислого алюминия и каустической соды с предварительным добавлением алюминиевого порошка (табл. 2).

Во избежание сильного обезвоживания там-понажного раствора и образования непрокачи-ваемой цементной массы необходимо перед его введением закачивать коркоудаляющий реа-гент, выполняющий роль буферной жидкости. В интервале обработки ствола скважины его сле-дует выдержать в течение 15 мин. Для удаления корок водным раствором $Al_2(SO_4)_3$ цементные растворы, содержащие карбонатный наполни-тель, нужно отделять небольшим объемом воды. По отношению к другим цементам $Al_2(SO_4)_3$ не проявляет химической активности.

Проведенные исследования показали, что для удаления глинистой корки со стенок сква-жины в интервалах залегания продуктивных пластов на месторождениях Эмбы можно ис-пользовать 10%-ый раствор $Al_2(SO_4)_3$, а также 10%-ый NaOH с предварительным введением в буровой раствор 0,1% алюминиевого порошка.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М.*** *Совершенствование конструкции забоев скважин. М.: Недра, 1987.*
2. ***Бигалиев Е.А.*** *Крепление скважин с сохранением коллекторских свойств нефтяных пластов. М.: Недра, 1999.*
3. ***Бигалиев Е.А.*** *Изучение процесса проникновения фильтрата бурового раствора в продуктивный пласт. Астана: Вестник Университета им. Л.Н. Гумилева, 2000, №2. С. 117-121.*
4. ***Булатов А.И.*** *Теория и практика заканчивания скважин. М.: Недра, 1998.*

ANNOTATION
Theoretical estimation methods of cake and colmatation zone influence on near wellbore zone permeability are developed and methods of their removing from wells sides are grounded too.

УДК 553.611.9

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КАРБОНАТНО-ПАЛЫГОРСКИТОВЫХ ГЛИН В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ УЗБЕКИСТАНА

А.У. Мирзаев, А.Х. Чиникулов
(Национальный университет Узбекистана им. Мирзо Улугбека, СП «Бентонит»)

Предпринимаемые усилия государства по локализации производства, увеличению выпуска импортозамещающей и экспортоориентированной продукции выдвигают на первый план в качестве приоритетных задач широкое использование местного минерального сырья, к какому относятся и палыгорскитовые глины. Они применяются в химической, нефтехимической, машиностроительной, легкой, пищевой, фармацевтической и др. промышленности. Однако месторождения их в природе встречаются крайне редко. Самым крупным в СНГ является Черкасское на Украине [1-4].

Проведенные нами научно-исследовательские и поисковые работы способствовали открытию нового перспективного объекта карбонатно-палыгорскитовых и бентонитовых глин на юго-западном склоне хребта Южный Нуратау.

Они приурочены к разрезу сугралинской свиты нижнего-среднего эоцена и составляют третий промышленный горизонт Новбахорского месторождения, максимальная мощность 13 м. Другого подобного проявления в республике пока не обнаружено.

Химико-минеральный состав карбонатно-палыгорскитовых глин изучен детально комплексом лабораторных анализов на современных приборах.

Химический состав: SiO_2 – 46,79; Al_2O_5 – 8,63; FeO – 3,44; MgO – 2,74; CaO – 10,08; Na_2O – 0,34; K_2O – 1,60; P_2O_5 – 1,99; ППП – 24,33; сумма – 99,94%, характеризуются пониженным содержанием кремнезема (SiO_2) и глинозема (Al_2O_3) за счет повышенного количества окиси кальция (в пересчете на $CaCO_3$ около 19%), связанного с карбонатным материалом. Железо, в отличие от других разновидностей глин, представлено в закисной форме, что придает породе светлый, почти белый оттенок.

В минеральном составе рентгено-структурным анализом устанавливаются породообразующие палыгорскит, кальцит и монтмориллонит в качестве примесей присутствуют гидрослюда и кварц. Палыгорскит на рентгеновских дифрактограммах диагностируется по базальным рефлексам 10,4 – 10,5; 6,35; 5,42; 3,83 и 3,67 Å, монтмориллонит – 12,0; 4,49; 3,19. Кальцит при содержании больше 10% четко фиксируется узкими базальными рефлексами 3,02; 2,49; 2,29; 2,09; 1,91 и 1,87 Å. С увеличением содержания карбонатного материала в породе одновременно повышается количество палыгорскита и соответственно уменьшается до монтмориллонита и гидрослюды [2].

Под электронным микроскопом видно насыщение суспензии препарата диспергированными кристаллами палыгорскита. При большом увеличении (60000 раз) наблюдается удлиненно-лейточное строение его кристаллов, часто с изогнутыми концами, полупрозрачных (при наложении друг на друга просвечиваются) и подстилающими.

На снимках отражена явная подчиненная роль монтмориллонита, еще меньшая – гидрослюда. Изредка появляются относительно крупные пластинки галлуазита, напоминающие рулет.

На угольных репликах, снятых с поверхности образцов, очень хорошо видны пучки волокнистых кристаллов палыгорскита на фоне субстрата.

На дериватограммах различаются два пика: первый с максимумом при 120°С связан с удалением адсорбционной воды, второй с максимумом при 780-820°С соответствует диссоциации кальцита. На площадных снимках, полученных с поверхности скола образца на микроанализаторе JXA 8800R «Superprobe» (Япония), четко прослеживается причудливая морфология рамообразных частиц с высокой степенью пористости породы. Чаще всего встречаются округленно-овальная, звездчатая, удлиненно-членистая, листоватая и остроугольная формы. Округленно-овальные обычно имеют концен

ическое строение, как и предыдущие, в основ-ом представляют органические остатки карбо-атного и кремнистого состава.

Листовой формой обладают глинистые минера-ы, точнее их агрегаты с загнутыми или зазубрен-ыми краями. Остроугольные частицы присущи ерригенному кварцу. На фоне изогнуто-листова-ой формы частиц глинистых минералов отмечает-я равномерное распределение ромбических крис-аллов, не связанных с органическими остатками.

На растровых картинках светлым фоном выде-яются все органические остатки, сложенные кар-онатом кальция. Кремний, магний, алюминий, елезо и калий имеют довольно равномерный сгу-тковый фон, что обусловлено вхождением их в ристаллическую решетку глинистых минералов. олее яркие светлые пятна распределения крем-ия связаны с отражением терригенного кварца ли кремниевых органических остатков [2].

Физико-химические свойства. Карбонатно-алыгорскитовые глины во влажном состоянии ерые, светло-серые, при высыхании — белые. ухие образцы сильно прилипают к языку, что видетельствует о большой эффективной порис-ости. В процессе впитывания воды в поры поро-а издает продолжительный пронзительный звук вытеснением порового воздуха в виде цепочки елких пузырьков. В воде самопроизвольно не аспускается и не набухает. При растирании альцами чувствуется сильная липкость и вяз-ость. Плотные, относительно легкие, текстура ассивная, излом раковистый. При высыхании ирода расщепляется на овальные и овально-лоские куски со своеобразной концентрической екстурой и гладкой поверхностью.

Карбонатно-палыгорскитовые глины облада-от малой обменной емкостью (30 мг. экв/100г) и относятся к щелочноземельному типу с низ-им коэффициентом щелочности (0,25). В об-менном комплексе ионы кальция преобладают над ионами магния и натрия [2].

Технологические свойства. Для определения пригодности карбонатно-палыгорскитовых глин в качестве бурового раствора и адсорбента по очист-ке продуктов дробной перегонки нефти проведе-ны испытания в лабораториях «УзЛИТИнефтгаз» (Т. Муксинов), ОМЭ ГГП «Узбекнефтегазгеоло-гия» (Т.М. Мамиров), Бухарского НПЗ (А. Кудра-тов) и СП «Бентонит» (А.Х.Чиникулов).

Исходный буровой раствор из карбонатно-палыгорскитовых глин имеет низкий удельный вес (1,06-1,07 г/см^3) и большой выход (9,0-10,5 м^3/т). При этом все технологические параметры, за исключением фильтрации (водоотдачи), соответствуют предъявляемым требованиям. Суспензия его устойчивая с нулевым отстоем.

Высокое значение водоотдачи (40 см^3 за 30 с) суспензии бурового раствора обусловлено большим содержанием палыгорскита и рыхлым строением ее глинистой корки. Снижение водоотдачи достигается добавлением хлористого натрия (5% на 40-5 см^3 за 30 с). При этом толщина глинистой корки уменьшается, а вязкость несколько увеличивается, остальные параметры существенно не изменяются. Таким образом, присутствие электролита облагораживает буровой раствор из карбонатно-палыгорскитовых глин.

Очень важное значение имеет стойкость глин при проходке нефтегазовых скважин через соленосные отложения. В процессе бурения в результате растворения солей или водопроявлений из соленосных горизонтов буровой раствор сильно минерализуется. Присутствие электролитов в его составе понижает порог флокуляции, что приводит к разрушению коагуляционной структуры суспензии раствора и тем самым вызывает серьезные осложнения.

Для выяснения поведения карбонатно-палыгорскитовой глины в этих условиях были приготовлены суспензии соленостью 10 и 20%. При этом вязкость и СНС увеличивались, водоотдача снижалась, остальные параметры существенно не менялись. С глубиной проходки температура в забое скважин также возрастала, что отрицательно влияет на многие технологические показатели бурового раствора. Опыты, проведенные при 80^{0}С, не показали существенных изменений его структурно-механических и фильтрационных свойств, отмечается только довольно высокая вязкость.

Карбонатно-палыгорскитовые глины перспективны также для приготовления высокоутяжеленных буровых растворов. При необходимости можно добавить до 2000 кг барита на 1 м^3 как противовес высокому пластовому давлению без ущерба остальным технологическим параметрам. Этому способствует в значительной степени низкая концентрация твердой фазы в исходной суспензии.

При испытании и эксплуатации нефтегазовых скважин большие затруднения вызывает раскрытие путей притока углеводородных флюидов в ствол скважин, залеченных плотной глинистой коркой в процессе бурения. Применение кислот не дает достаточного эффекта, так как бескарбонатные глины химически инертны.

Преимуществом карбонатно-палыгорскитовых глин перед остальными является также присутствие в их минеральном составе достаточного количества кальцита. Реагируя с кислотой, он способствует раскрытию путей притока нефти и газа в ствол скважин.

Таким образом, буровой раствор, приготовленный из карбонатно-палыгорскитовых глин, пригоден для бурения скважин в различных горно-геологических условиях без обработки химическими реагентами (поглощающие горизонты и с аномально высоким пластовым давлением). Он является также термо- и солестойким, что обеспечивается присутствием достаточного количества палыгорскита в породе. Последнее свойство делает его незаменимым, так как буровые растворы на основе бентонитовых глин несмотря на явные преимущества по другим технологическим параметрам не солестойки.

Благодаря своим адсорбционным свойствам карбонатно-палыгорскитовые глины используются при очистке продуктов дробной перегонки нефти. Проведенные испытания в лаборатории Бухарского НПЗ дали хорошие результаты, удовлетворяющие требованиям стандарта и не уступающие импортному аттапульгиту. Перед использованием они активизируются термическим способом и размалываются до стандартной фракции. В настоящее время подготавливаются технологический регламент и технические условия для выпускаемой продукции.

Термически активированными гранулами карбонатно-палыгорскитовых глин можно произвести регенерацию отработанного моторного трансформаторного масел как в статическом так и динамическом режимах. После этого они получают вторую жизнь: очищаются от посторонних включений и влаги, полностью восстанавливается вязкость, кислотность понижается до необходимых величин (нейтрализуется карбонатным веществом, содержащимся в минеральном составе глин).

Карбонатно-палыгорскитовые глины благодаря своей природной пористости и большой влагоемкости могут применяться при сушке природного газа. Их гранулы более стойкие, чем бентонитовых глин, при большой влажности распускаются и не переходят в пасту. Одну и ту же партию можно использовать несколько раз.

Широкое применение карбонатно-палыгорскитовых глин в различных областях народного хозяйства республики, в том числе в нефтегазовой отрасли способствует решению многих проблем — отказ от импортной продукции, экономия времени, минеральных ресурсов и валютных средств.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Мирзаев А.У., Чиникулов Х., Цой Л.А.** Карбонатные глины Навбахорского месторождения //ДАН РУ 2000, № 5. С. 30-33.*

*2. **Мирзаев А.У.** Условия образования, вещественный состав и практическое применение бентонитовых гли юго-западных предгорий хребта Южный Нуратау //Автореф. канд. дисс., Ташкент, 2000. 24 с.*

*3. **Овчаренко Ф.Д., Кириченко Н.Г., Островская А.Б., Довгий М.Г.** Черкасское месторождение бентонитовых и палыгорскитовых глин. Киев: Наукова думка, 1966. 145 с.*

*4. **Овчаренко Ф.Д., Круглицкий Н.Н., Ничипоренко С.П., Агабальянц Э.Г.** Палыгорскит в бурении. Киев Техника, 1966. 195 с.*

ANNOTATION

Reviewed are characteristics of compounds analysis and physical-chemical and technological properties of carbonate-paligorskit clays from Navbakhor field. Their suitability for use as a thermo-and salt resistant drilling muds for aviakerosene cleaning, regeneration of waste motor and transformer oils, natural gas drying is confirmed.

УДК. 622.276.344

Об эффективности уплотнения сетки добывающих скважин на месторождениях поздней стадии разработки

Д.А. Закиров, М.С. Мирзарахимов, Н.Х. Эрматов, М.Р. Сидикходжаева
(ДАК «Ўзгеонефтгазқазибчикариш», ТашГТУ, ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Большая часть фонда нефтяных месторождений, эксплуатируемых НХК «Узбекнефтегаз», находится или вступает в позднюю стадию разработки. Как показывает мировая практика, одним из методов стабилизации уровня добычи нефти, приращения активных извлекаемых запасов и соответственно увеличения конечной нефтеотдачи является бурение дополнительных уплотняющих скважин [1, 2, 3, 4 и др.]. Это положение находит свое подтверждение и на объектах Республики Узбекистан. В качестве примера рассмотрим информацию по месторождению Авваль, расположенному на южном борту Ферганской межгорной впадины. Оно приурочено к узкой антиклинальной складке с углами падения пород на северном крыле 30-35^0, южном — до 20-25^0, длиной по отложениям палеогена около 6 км, шириной — до 1,5. Структура осложнена двумя нарушениями типа взброса, секущими складку вкрест простирания.

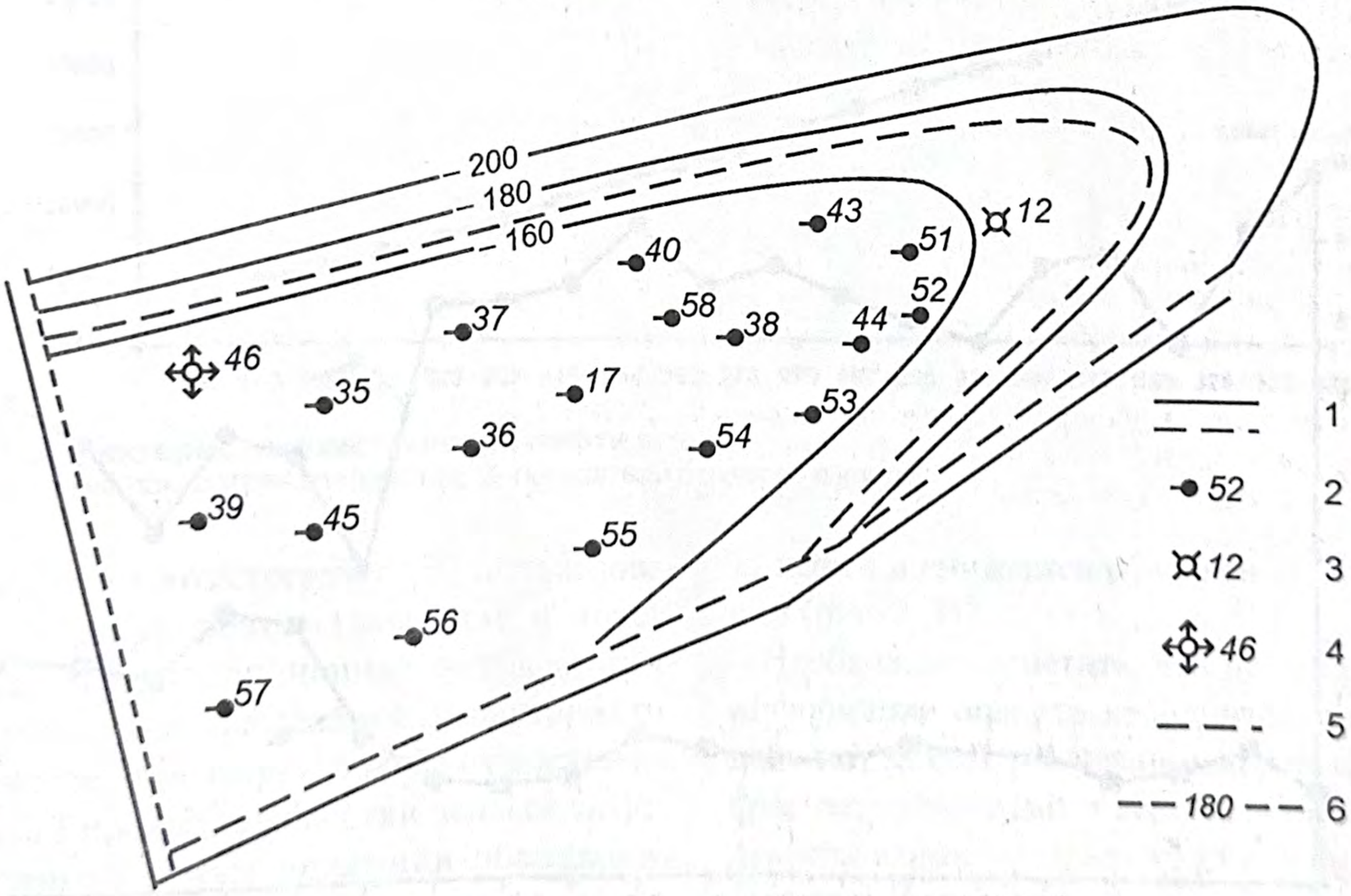


Рис.1. Схема расположения скважин:
1- линии тектонического нарушения; 2- скважины добывающие; 3- ликвидированные; 4- нагнетательные; 5- начальный ВНК; 6- изогипсы по кровле V горизонта

Залежи нефти пластовые, тектонически экранированные, приурочены к отложениям V+VI горизонтов палеогенового возраста, представленным серыми и светло-бурыми известняками с прослоями глин и песчаников. Общая толщина продуктивной пачки достигает 16 м, эффективная — 7. Глубина залегания 900 м.

Проницаемость коллекторов в среднем составляет 80 мкм². Значительные колебания начальных дебитов скважин свидетельствуют о явно выраженной неоднородной фильтрационной характеристике пласта-коллектора.

Начальная нефтенасыщенность продуктивных отложений равна 60%, пластовое давление — 7,8 МПа, давление насыщения — 5,5, температура — 45°С, газовый фактор — 35 м³/т.

Связь залежи с законтурной зоной затруднена, о чем свидетельствует резкое снижение пластового давления и дебитов скважин. Разрабатывалась она в основном в условиях режима растворенного газа.

Месторождение Авваль эксплуатируется
1955 г. Максимальная годовая добыча дости
нута в 1974 г. при фонде нефтедобывающи
скважин 9 единиц. В последующие годы н
смотря на увеличение их количества до 14 д
быча нефти неуклонно снижалась. С 1979
1995 г. стабильно действовало 11 скважин.

Анализ состояния разработки показал во
можность наличия недренируемых функци
нирующими скважинами участков залежи,
частности, между 40 и 43, 43 и 44. В связи
этим было обосновано (Э.К. Ирматов, А.Х. А
замов совместно со специалистами геолог
ческой службы НПУ «Ферганнефть») 8 у
лотняющих скважин (51-58), пробуренных
1996-1997 гг. (рис. 1).

Эффективность реализации предложенн
го мероприятия оценивается путем сопо
тавления с показателями базового вариант
За основной в данном случае принят объе
дополнительно вовлекаемых в разработ
добываемых запасов нефти. С целью его о

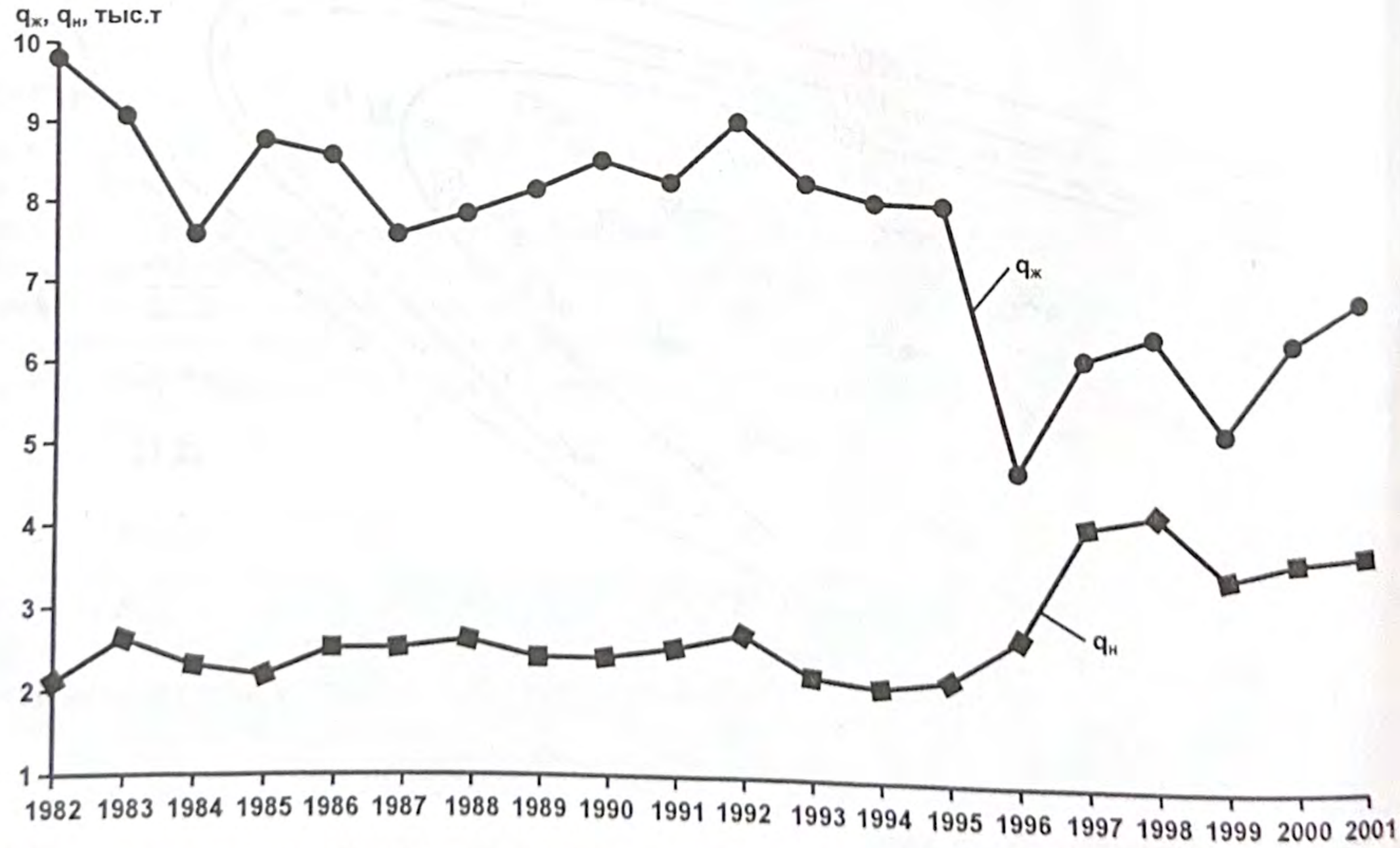


Рис.2. Динамика текущей добычи нефти ($q_н$) и жидкости ($q_ж$) месторождения Авваль

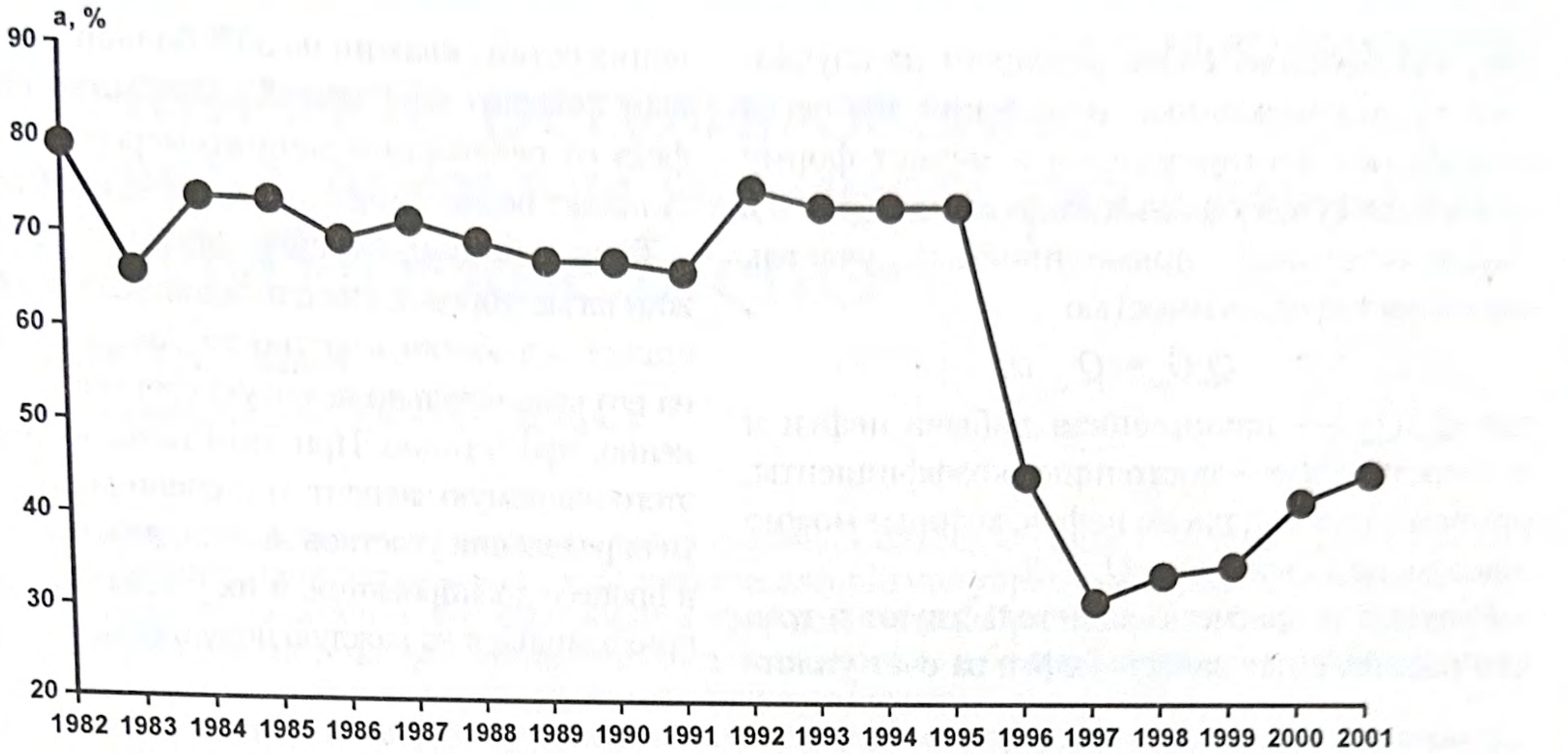


Рис.3. Динамика обводненности продукции скважин месторождения Авваль

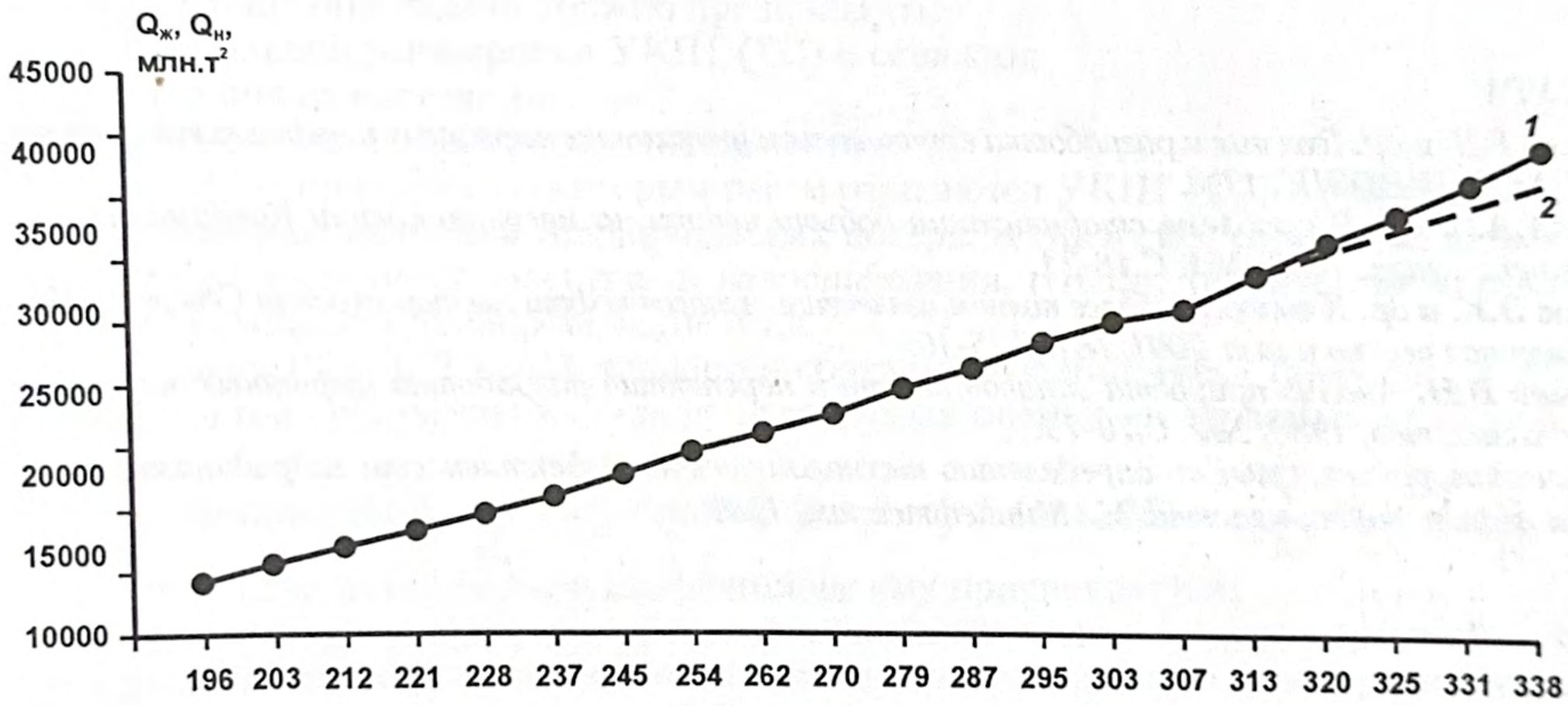


Рис.4. Характеристика вытеснения нефти водой:
1- фактические показатели разработки; 2- показатели базового варианта

ределения в соответствии с [5] использовались как дифференциальные, так и интегральные экстраполяционные методы, представленные так называемой характеристикой вытеснения нефти водой, отражающей реальный процесс выработки запасов нефти и связанной с ним динамики обводнения продукции скважин в этих условиях.

После начала бурения уплотняющих сетку скважин (1996 г.) резко растет текущая добыча нефти и снижается обводненность продукции (рис. 2, 3).

Необходимо отметить, что по приведенной информации оценить дополнительный объем добытой за счет реализации мероприятия нефти затруднительно, а вовлеченной в процесс дренирования — практически невозможно. Поэтому нами для достоверного определения этих показателей построена интегральная характеристика вытеснения нефти водой, кото-

рая, как правило, слабо реагирует на случайные кратковременные изменения процесса разработки месторождения и меняет форму лишь при существенных колебаниях (рис 4). Заключительный прямолинейный участок описывается зависимостью

$$Q_{н}Q_{ж}=cQ_{ж}-\alpha,$$

где $Q_{н}, Q_{ж}$ —- накопленная добыча нефти и жидкости; c и α — постоянные коэффициенты, причем c равен запасам нефти, которые можно извлечь из залежи при $Q_{ж} \to 8$.

Результаты расчета свидетельствуют о том, что извлекаемые запасы нефти за счет уплотнения сетки скважин на 58% больше, чем базовый показатель. Годовой экономический эффект от реализации данного мероприятия составляет более 5 млн. сум (в ценах 1997 г.).

Таким образом, бурение уплотняющих скважин на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, в частности, Авваль, несмотря на его сравнительно высокую стоимость, несомненно, эффективно. При этом целесообразность этого напрямую зависит от степени достоверности определения участков залежи, не вовлеченных в процесс дренирования, и их удельных запасов, приходящихся на каждую новую скважину.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Абдуллаев Р.Д. и др.*** *Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Т 1. М., ВНИИОЭНГ, 1998.*
2. ***Абидов А.А. и др.*** *К проблеме стабилизации добычи нефти на месторождении Кокдумалак // Узбекский журнал нефти и газа, 2002, №1. С.18-21.*
3. ***Ирматов Э.К. и др.*** *К вопросу о более полном извлечении запасов нефти месторождения Северный Уртабулак // Узбекский журнал нефти и газа, 2001, №1. С.15-16.*
4. ***Щелкачев В.Н.*** *Анализ прироста запасов нефти и перспектив разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство, 1988, №2. С.70-73.*
5. *Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. М.: Миннефтепром, 1987.*

ANNOTATION

An example of effective wells drilling packing well spacing pattern of Avval field is offered. Additional oil volumes from earlier undrained seam areas and economical effect from realization of the above procedure are estimated.

УДК 553.981/982+622.24:519.2:681.3

Оперативное регулирование процесса добычи на месторождениях УДП «Мубарекнефтегаз»

Н.З. Зайниев, Т.А. Аманов
(ДП «Мубарекнефтегаз», АК «Узтрансгаз»)

Создание комплекса математических моделей основных объектов газового промысла позволило перейти к главному этапу оптимизации – разработке алгоритмов управления, реализующих эффективные режимы эксплуатации объектов добычи природного газа. При этом газовое месторождение рассматривается как система, характеризуемая многомерностью и большим числом увязанных между собой технологических и технико-экономических параметров.

Рассмотрим методику, позволяющую оптимально регулировать производство газового промысла, а также повышать надежность процесса добычи газа, снижать затраты и потери при учете конкретных ситуаций и технического состояния всех Установок комплексной подготовки газа (головных сооружений) УКПГ (ГС) и скважин.

Математическое описание задачи должно предполагать:

- получение нормальной ранжировки УКПГ (ГС) и скважин;
- вычисление оценок их состояния;
- определение их оптимальной производительности.

Пусть $P_1, P_2, ..., P_K$ – признаки, по которым рассматриваются УКПГ (ГС) и скважины. В качестве них могут быть выбраны величина гидравлических потерь, техническое состояние, затраты газа на собственные нужды, надежность электро- и водоснабжения, геолого-технические характеристики скважин, их продуктивность, газопроявление и т.д.

Каждому признаку P_j (j=1, 2, ...,M) придается соответствующий «вес» (значимость). Эта качественная информация собирается на основе экспертных оценок, получаемых от служб газового промысла. Коэффициенты $c_1, c_2, ...,c_m$ таковы, что $0 \le c_j \le 1$ (j=1, M) и $\sum_{j=1}^{M} c_j = 1$. Чем больше «вес» данного признака, тем больший коэффициент ему присваивается.

Задачу оптимального регулирования производственного процесса газового промысла можно рассматривать в двух системах сбора и обработки газа: централизованной и децентрализованной.

При централизованной системе состояние ГС и скважин оценивается по формулам

$$SGS_{ik} = \sum_{j=1}^{M} VG_{jik} c_j, \quad i = \overline{1, N_l}, \quad k = \overline{1, K}, \quad l = \overline{1, L};$$

$$SSG_{pr} = \sum_{j=1}^{M} UG_{jpr} c_j, \quad P = 1, P_\Omega, \quad r = \overline{1, R}, \quad s = \overline{1, S},$$

где SGS_{jk} – оценка *i*-й Установки промысловой подготовки газа (УППГ) k-го ГС; VG_{jik} – ранг i-й УППГ k-го ГС по j-му признаку; SSG_{pr} – оценка *p*-й скважины r-й УППГ; UG_{jpr} – ранг *p*-й скважины r-й УППГ по j-му признаку в результате нормальной ранжировки.

При децентрализованной системе состояние УКПГ и скважин оценивается по формулам

$$SYK_i = \sum_{j=1}^{M} VYK_{ji} c_j, \quad i = \overline{1, N};$$

$$SSY_{pr} = \sum_{j=1}^{M} UYK_{jpr} c_j \ , \ P = \overline{1, P_k} \ , \ \ r = \overline{1, R}, \ \ \mathrm{k} = \overline{1, \mathrm{K}},$$

где SYK_{ik} — оценка i-й УКПГ по j-му признаку; VYK_{ji} — ранг i-й УКПГ по j-му признаку; SSY_{pr} — оценка *p*-й скважины r-й УКПГ; UYK_{jpr} — ранг *p*-й скважины r-й УКПГ по j-му признаку в результате нормальной ранжировки.

При централизованной системе сбора и обработки газа задача формируется следующим образом максимизировать эффект от регулирования производственного процесса газового промысла по УППГ (ГС) в соответствии с оценками, т.е.

$$\sum_{k=1}^{K} \sum_{i=1}^{N_l} SSG_{ik} PG_{ik} \rightarrow \max$$

при ограничениях

$$\sum_{k=1}^{K} \sum_{i=1}^{N_l} PG_{ik} = \mathrm{Q}_3 \ , \ l = \overline{1, L};$$

$$\sum_{i=1}^{N_l} PG_{ik} \le \mathrm{Q_k} \ , \ k = 1, K \ ;$$

$$\mathrm{m_{ik}} \le \mathrm{PG_{ik}} \le \mathrm{M_{ik}}, \ \mathrm{i} = 1, \mathrm{N_l} \ , \mathrm{l} = 1, \mathrm{L}, \ \mathrm{k} = 1, \ \mathrm{K},$$

где PG_{ik} — производительность i-й УППГ k-го ГС; Q_3 — заданная производительность газового промысла; Q_k — максимальная k-го ГС; m_{ik} — минимальная i-й УППГ k-го ГС; M_{ik} — максимальная i-й УППГ k-го ГС.

Задача оптимального регулирования производственного процесса УППГ по скважинам заключается в следующем:

$$\sum_{p=1}^{p\Omega} SSG_{pr} RG_{pr} \rightarrow \max, \ \ r = \overline{1, R}, \ \ k = \overline{1, K}$$

при ограничениях

$$\sum_{p=1}^{p\Omega} RG_{pr} = Q_{3r} \ \ r = 1, R, \ \ k = \overline{1, K},$$

$$\mathrm{msg_{pr}} \le \mathrm{PG_{pr}} \le \mathrm{MSG_{pr}}, \ \ r = 1, R, \ \mathrm{p} = \overline{1, P_к} \ \ k = 1, K,$$

где RG_{pr} — дебит p-й скважины r-й УППГ; Q_{3r} — заданная производительность r-й УППГ; msg_{pr} — минимально допустимый дебит p-й скважины r-й УППГ; MSG_{pr} — максимально допустимый.

При децентрализованной системе сбора и обработки газа задача оптимального регулирования производительности газового промысла по УКПГ формулируется так:

$$\sum_{i=1}^{N} SYK_i PYG_i \rightarrow \max$$

при ограничениях

$$\sum_{i=1}^{N} PYG_i = Q_3,$$

$$\mathrm{ml_{ik}} \le \mathrm{PYG_{ik}} \le \mathrm{M1_{ik}}, \ r = \overline{1, R1}, \ \mathrm{p} = \overline{1, P_к} \ \ k = 1, K,$$

где PYG_i — производительность i-й УКПГ; $Q_з$ — заданная производительность газового промысла; ml_i — минимальная i-й УКПГ; Ml_i — максимальная i-й УКПГ.

Задача оптимального регулирования производительности каждой УКПГ по скважинам

$$\sum^{pk} SSY_{pr} RY_{pr} \to \max,\ r = 1, R1,\ k = \overline{1, K}$$

при ограничениях

$$\sum_{p=1}^{Pk} RY_{pi} = Q_{3r},\ r = \overline{1, R1},\ k = \overline{1, K},$$

$$msy_{pr} \le RY_{pr} \le MSY_{pr},\ r = \overline{1, R1},\ p = \overline{1, P_к}\ k = 1, K,$$

где RY_{pr} — дебит p-й скважины r-й УКПГ; Q_{3r} — заданная производительность r - й УППГ; msy_{pr} — минимально допустимый дебит p-й скважины r-й УППГ; MSY_{pr} — максимально допустимый.

Все описанные системы являются задачами линейного программирования (ЛП), так как целевая (критериальная) функция и ограничительные условия имеют линейный вид и решаются соответствующими методами.

Задача оперативного перераспределения общей производительности газа по УППГ и газовым скважинам требует знания следующих данных:

- изменение одного из плановых показателей производительности газового промысла и УКПГ (ГС);
- то же предельно допустимого дебита скважин;
- возникновение аварийных ситуаций на УКПГ (ГС) и газовых скважинах;
- остановка УКПГ (ГС) и скважин на ремонт и т.д.

В общем случае ее можно представить в виде

$$\min \Delta PQ = \min(ZPQ - PQ)$$

при ограничениях

$$PQ = ZPQ - \varphi(\Omega)$$

$$\sum_{i=1}^{N} PQ_i = ZPQ$$

$$MIN\ PQ_i \le PQ_i \le MAX\ PQ_i,\ i = \overline{1, N},$$

где ZPQ — заданная производительность УКПГ (ГС); φ (Ω) — неявная функция помех, влияющих на нее; PQ_i — производительность i-й скважины; MIN PQ_i — минимально допустимый дебит i-й скважины; MAX PQ_i — максимально допустимый.

Эта задача в зависимости от вида неявной функции φ (Ω), $i = \overline{1, N}$ решается методами либо ЛП, либо нелинейного программирования.

Разработанная методика позволяет оперативно регулировать производственный процесс газового промысла УКПГ (ГС) и скважин.

ANNOTATION
Methods, models and algorithms for production control are worked out taking into account objective and subjective factors.

УДК 622.692.

Эксплуатация подземных хранилищ газа, сопровождающаяся созданием зон высокого давления

У.С. Назаров, Г.Ф. Толкушин, Х.И. Усманов
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Изучение динамики распределения пластового давления во времени и по площади в процессе эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) показало возможность создания зон высокого давления (ЗВД) в отдельных частях пласта-коллектора при закачке газа путем увеличения его объема. Они используются в основном в наиболее холодный период зимы, обеспечивая рост суточного отбора газа по сравнению с равномерным распределением по площади.

Формирование ЗВД эффективно в пластах с низким значением одного из параметров (например пьезопроводность, проницаемость или пластовое давление). В случае разработки ПХГ на базе крупных истощенных газовых месторождений текущие пластовые давления не превышают, как правило, 1,0-2,0 МПа (Газли, Северо-Ставропольское), что позволяет создать зону с довольно значительным превышением в ней этого значения даже в случае достаточно высокой проницаемости пласта-коллектора. Низкие давления, а следовательно, невысокая пъезопроводимость и неоднородность пласта-коллектора благоприятствуют образованию «репрессионных» холмов на отдельных участках пу-

Исходная информация для проведения расчетов

Параметр	Значения параметров		
	при равномерной закачке и отборе газа	при создании зоны высокого давления	зоны низкого давления
Объем газа в пласте на начало отбора, млн.м^3	26440	2300	24140
Объем порового пространства, млн. м^3	1674	74	1600
Коэффициенты фильтрационного сопротивления а, $\frac{(кгс/см^2)^2}{тыс.\ м^3/сут}$ в, $\frac{((кгс/см^2)^2)^2}{(тыс.\ м^3/сут)^2}$	0,24 0,0021	0,24 0,0021	0,24 0,0021
Максимально допустимая депрессия, кгс/см^2	2,2	3,5	2,03
Сопротивление по стволу скважины, $\frac{((кгс/см^2)^2)^2}{(тыс.\ м^3/сут)^2}$	0,0022	0,0022	0,0022
Сопротивление по шлейфу, $\frac{((кгс/см^2)^2)^2}{(тыс.\ м^3/сут)^2}$	0,00265	0,00265	0,00265
Сопротивление по соединительному газопроводу, $\frac{((кгс/см^2)^2)^2}{(тыс.\ м^3/сут)^2}$	0,01	0,01	0,01

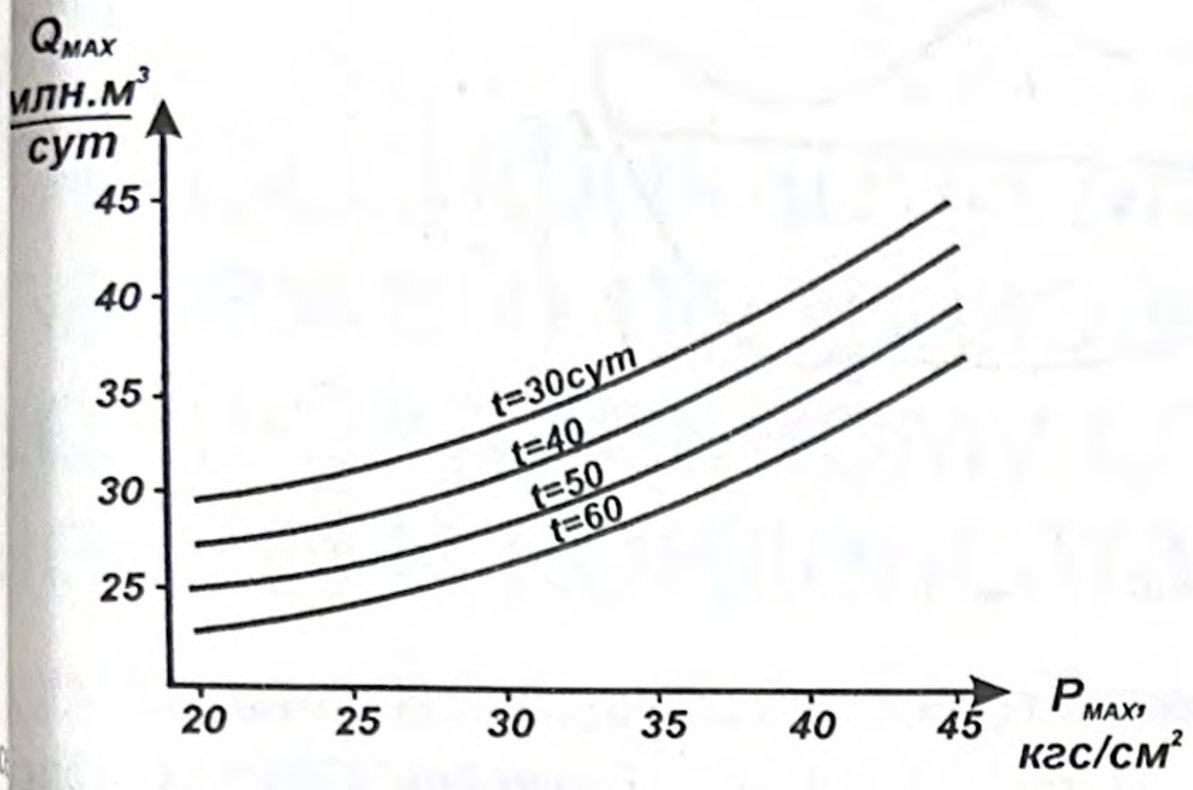


Рис.1

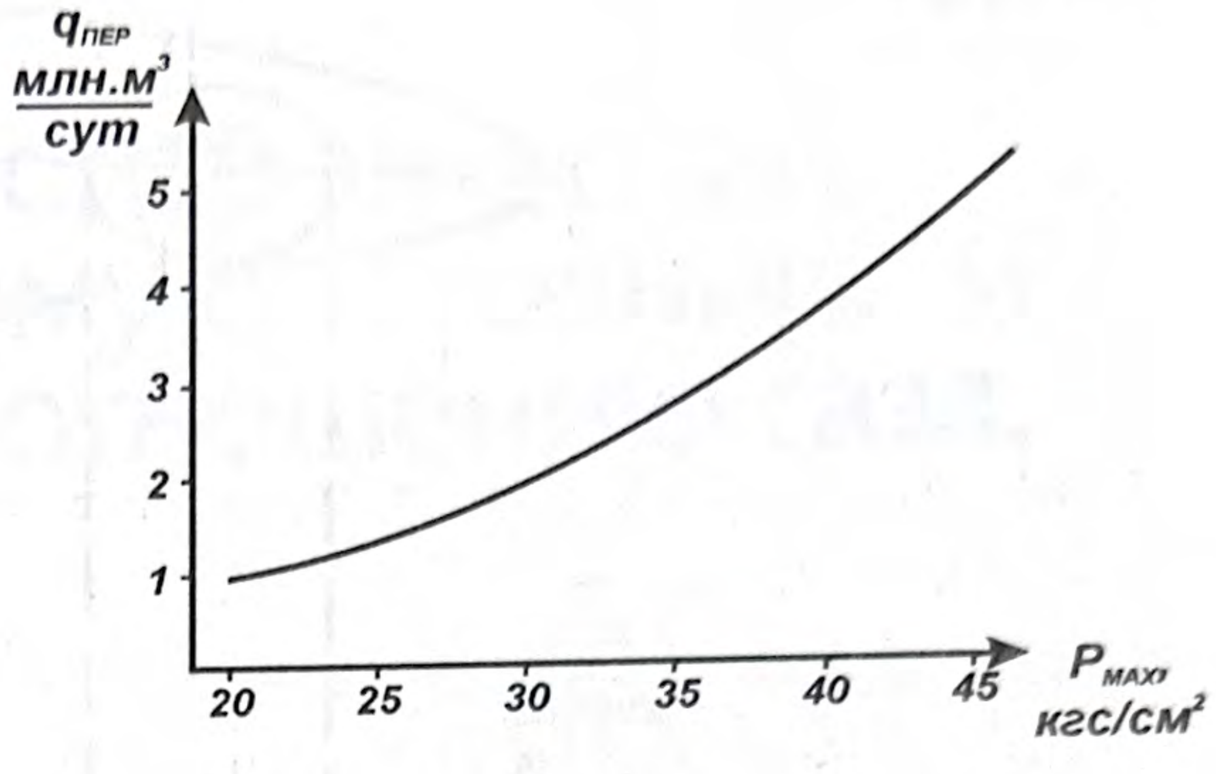


Рис.2

тем концентрации объемов закачиваемого газа. Успешность этого зависит от правильного выбора местоположения и определения их оптимальных характеристик. При этом необходимо максимально использовать природные условия (литологический фактор, тектонические нарушения, выклинивание горизонтов, расположение участков с увеличенной глинистостью, наличие зон или линз с резко отличными фильтрационными характеристиками и т.д.), а в случае необходимости рассмотреть вопрос об искусственных барьерах, отделяющих эти зоны от остальной части пласта-коллектора.

Рассмотрим математическую модель создания и эксплуатации одной ЗВД и зоны низкого давления (ЗНД), которую можно распространить на случай с несколькими ЗВД.

При разделении объекта на две зоны (ЗВД и ЗНД) со своими фильтрационно-емкостными параметрами и взаимосвязью между ними уравнение материального баланса будет иметь вид

$$\frac{d}{dt}\left[\frac{P_i(t)}{Z(P_i)}\right]\Omega_i = -Q_i(t) - (-1)^i q_{пер}(t),$$

$$Q_i(t) = q_i(t)n_i,$$

$$q_i(t) = f(a_i, b_i, \Delta P_i), \quad i = 1,2$$

где i — номер зоны; $P_i(t)$ — текущее пластовое давление в i-ой зоне; Ω_i — газонасыщенный объем порового пространства; $Q_i(t)$ — суточный объем отбираемого или закачиваемого газа; $q_{пер}(t)$ — суточный объем перетекшего газа; $q_i(t)$ — дебит скважины; a_i, b_i — коэффициенты фильтрационного сопротивления; ΔP_i — максимально допустимая депрессия.

При решении задачи зональной закачки газа должны соблюдаться следующие технологические и технические ограничения:

$$P_{min} \le P_i(t) \le P_{max}, P_{вх.дкс.}(t) \ge P_{вх.дкс.min}, \Delta P_i \le \Delta P_{max}, i = 1,2,$$

где P_{min} — минимальное пластовое давление; P_{max} – максимальное; $P_{вх.дкс.}(t)$ — текущее и $P_{вх.дкс.min}$ — минимальное давления на входе в ДКС.

Кроме того, суточный отбор газа в ноябре, феврале и марте должен быть не ниже минимального и не выше максимального, а в декабре и январе — максимальным.

Таким образом, требуется определить параметры зон, при которых

$$Q_1(t) + Q_2(t) = Q(t) + \Delta Q(t),$$

т.е. в этом случае мы будем иметь эффект в виде дополнительного суточного отбора ($\Delta Q(t)$) от применения зональной закачки газа.

Исследования, проведенные на гипотетическом объекте (близком к ПХГ Газли), позволили установить ряд зависимостей и закономерностей, характерных для данной технологии.

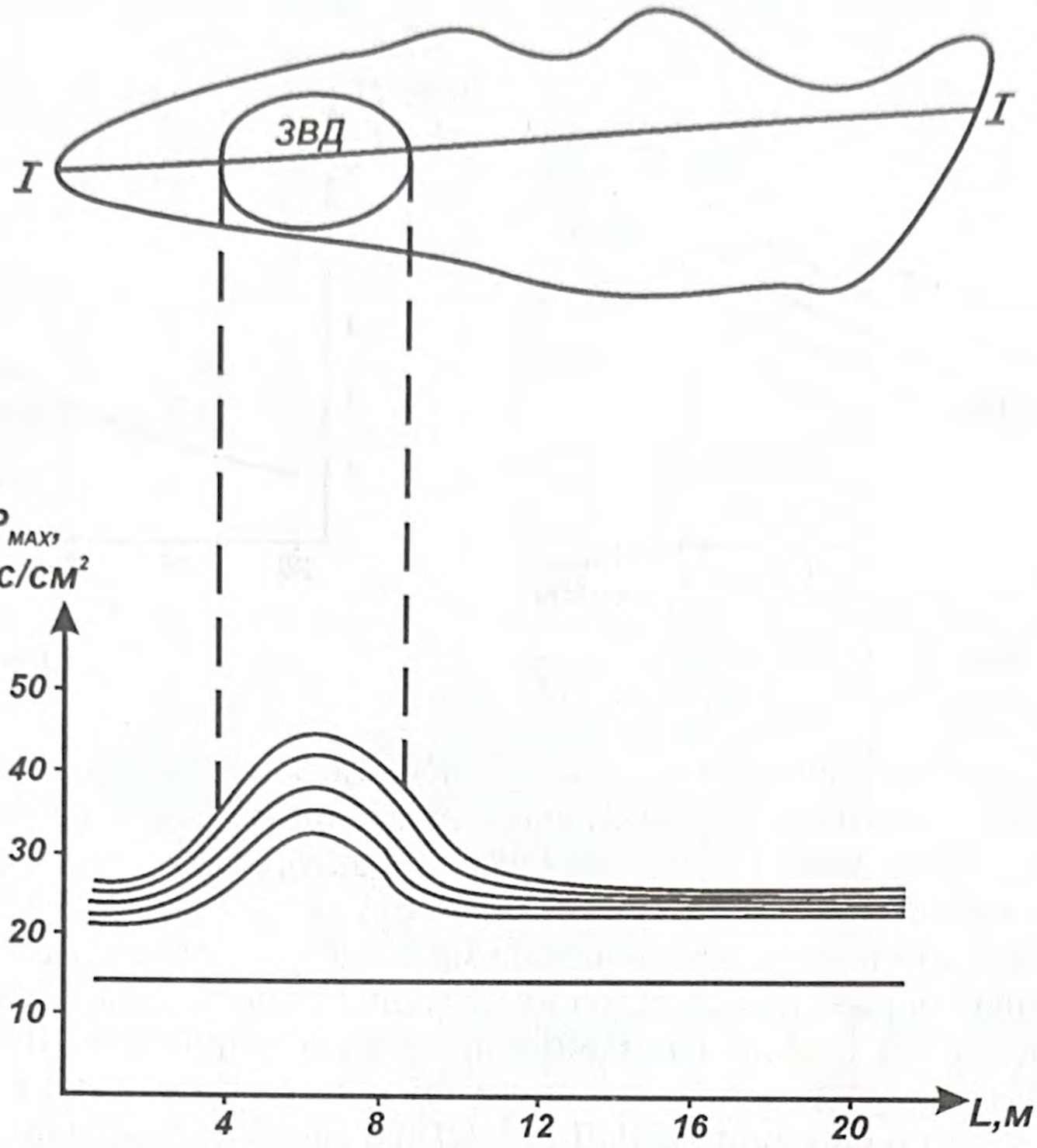


Рис.3

При расчетах варьировались объем и расположение ЗВД, максимальное и минимальное пластовые давления в этой зоне, величина рабочей депрессии, график закачки и отбора газа, продолжительность пикового отбора.

Зона высокого давления представлялась в виде «укрупненной» скважины, расположенной в газовом пласте при наличии фильтрации газа через ее стенку, по сути как «малое» ПХГ (пиковое) в пределах основного. Исходная информация для проведения газодинамических расчетов приведена в таблице.

Анализ результатов расчетов при варьировании величины максимального пластового давления в ЗВД в интервале 18-30 кгс.см^2 показал следующие достоинства технологии зональной закачки газа:

1. С увеличением максимального пластового давления растет максимальный суточно-пиковый отбор, т.е. если при равномерной закачке газа он составлял 28-30 млн. м^3/сут, то с применением технологии зональной закачки увеличился до 31-32 при 2,9-3,0 МПа (рис. 1). Кроме того, с ростом продолжительности периода пикового отбора газа суточный снижается.

2. С повышением максимального пластового давления в ЗВД объем перетока из нее в ЗНД возрастает (рис. 2). Профиль пластового давления по линии I – I приведен на рис. 3.

Перечисленные зависимости отражают только часть ситуаций, которые могут возникнуть на практике. Так, в рамках сформулированной задачи возможна постановка подзадач, связанных с максимальным использованием мощности ДКС: $\min \Sigma (P_{вх.дкс}(t) - P_{вх\ дкс.\ min})$.

В качестве критерия оптимальности максимизации скважин используются дни отбора, что будет отражено в дальнейших исследованиях.

ANNOTATION

A problem of high pressure zones creation in separate parts of the seam-collector is considered that creates favourable conditions for gas selection process at the most cold peak winter time.

УДК 553.98.06

К классификации месторождений (залежей) по фазовому состоянию и количественному соотношению газа, нефти и конденсата

Ю.Ю. Бегметов, И.А. Мусина, Р.А. Хайрутдинова
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

В Узбекистане встречаются как однофазные залежи углеводородов (газовые, нефтяные, газоконденсатные), так и двухфазные (нефтегазовые, газонефтяные и нефтегазоконденсатные). Выделение разновидностей месторождений имеет большое значение при разведке и разработке, а также перспективном планировании освоения.

Необходимо отметить, что некоторые выявленные объекты в процессе их освоения либо объединены в один, либо по фазовому состоянию разобщены на отдельные. Например, газовое месторождение Сарыташ и нефтегазовое Караулбазар представляют собой одно нефтегазовое Караулбазар-Сарыташ с общей подгазовой нефтяной залежью толщиной 12-15 м .

Месторождение Ташлы по результатам разведочного бурения разделено на два самостоятельных: Зап. Ташлы — нефтяное и Вост. Ташлы — нефтегазовое.

Месторождение Памук, разведанное в 1963-1978 гг. как единое трехкупольное, разделено на три: Южный Памук — газоконденсатное с аномально высоким пластовым давлением; Центральный — нефтегазовое с 10-метровой подгазовой нефтяной залежью; Северный — нефтяное.

В контуре нефтеносности выделенной в 2000 г. нефтегазовой залежи Янги Памук — нефтяная Сев. Памук является как бы ее запад- юго-западным окончанием.

Узуншорское нефтегазоконденсатное месторождение состоит из двух куполов: восточный содержит нефтяную залежь, западный — газоконденсатную. Очевидно, их следует рассматривать как два объекта.

В газовой промышленности для классификации залежей углеводородов (УВ) по фазовому состоянию и количественному соотношению газа, нефти и конденсата применялась классификация В.Г. Васильева (1966 г.), а в нефтяной — В.И. Самарцева (1968 г.) (таблица).

Классификация залежей углеводородов по критериям оценки фазового состояния указанных авторов производится после завершения поисково-разведочных работ (т.е. определение запасов).

Установлено, что эти критерии можно определить уже на начальном этапе по высоте найденных скоплений УВ (толщина газовой части залежи — $h_г$, нефтяной — $h_н$).

К нефтегазовым залежам (НГ) следует относить газовые с нефтяными оторочками, а также подгазовые нефтяные скопления, когда соотношение $h_г/(h_г + h_н)$ равно или больше 50-75%, к газонефтяным (ГН) — нефтяные с газовой шапкой, когда оно равно или менее 50-25%.

Из таблицы видно, что классификация и номенклатура залежей УВ по фазовому состоянию и количественному соотношению нефти, газа и конденсата одинаково определяют класс скоплений УВ и не противоречат друг другу.

По предлагаемой систематизации залежей (по соотношению $h_г / h_г+h_н$) все выявленные месторождения Республики Узбекистан классифицируются так: 42% относятся к газоконденсатным, 24 — нефтяным, 18 — нефтегазо-

Залежи, месторождения	Основные особенности залежей			Сокращенное наименование
	по В.Г. Васильеву с соавторами	по В.И. Самарцеву, соотношение газонефтеносных объемов, % $\frac{V_г}{V_г+V_н}$	предлагаемые по соотношению высоты залежей нефти и газа, % $\frac{h_г}{h_г+h_н}$	
Однофазные				
Газовые	Содержание метана C_5+высш. не более 0,2% об.			Г
Газоконденсатно-газовые	Содержание C_5+высш. 0,2-0,6% об, конденсата до 30 $см^3/м^3$			ГКГ
Газоконденсатные	Содержание конденсата от 30 до 250 $см^3/м^3$			ГК
Конденсатные	Содержание конденсата более 250 $см^3/м^3$			К
Двухфазные				
Нефтегазовые	Газовые залежи с нефтяными оторочками, запасы газа больше геологических запасов нефти	При соотношении >75% залежь газовая с нефтяной оторочкой 25-50% — нефте-газовая	$\frac{h_г}{h_г+h_н}$ >50-75% газовые залежи с подгазовой нефтью или нефтяной оторочкой	НГ
Газонефтяные	Залежи нефти с газовыми шапками, геологические запасы нефти больше запасов газа	25-75% — газо-нефтяная <25% — нефтяная с газовой шапкой	$\frac{h_г}{h_г+h_н}$ <50-75% нефтяные залежи с газовой шапкой	ГН
Нефтегазо-конденсатные	Газоконденсатные или конденсатные залежи с нефтяными оторочками, запасы газа и конденсата больше геологических запасов нефти	Газоконденсатные или конденсатные залежи с нефтяными оторочками		НГК
Газоконденсатно-нефтяные	Нефтяные залежи с газоконденсатными шапками, геологические запасы нефти больше запасов газа и конденсата	Нефтяные залежи с газоконденсатными шапками		ГКН

вым, 11 — нефтегазоконденсатным, 4 — газовым и 1% — газонефтяным. Нефтяные залежи с газовой шапкой практически отсутствуют.

Следует отметить, что в Узбекистане в соответствии с классификацией В.Г. Васильева впервые выделены ГКГ и К залежи. Из всего количества выявленных ГК месторождений 14 относятся к ГКГ с содержанием конденсата в газе до 30 $см^3/м^3$ (0,6% объема) и 5 К – более 250 $см^3/м^3$ (свыше 4% объема).

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Васильев В.Г., Ерофеев И.С., Коробов С.С. и др.*** *О номенклатуре и классификации залежей и месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа, 1966, №6.*
2. ***Самарцев В.Н.*** *К вопросу классификации залежей, содержащих нефть и свободный газ // НТС по добыче нефти, 1968.*

ANNOTATION

Offered is a classification of hydrocarbons fields of Uzbekistan on phase state and quantitative correlation of oil, gas and condensate through the formation thickness of oil, gas seam parts by interdependences hr/(hr+hн).

УДК 519.2:621.39:681

ЧУВСТВИТЕЛЬНЫЙ ЭЛЕМЕНТ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕРУСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВ

Г.Ю. Банденок

(Совместное предприятие «ДЕКА», г. Чирчик)

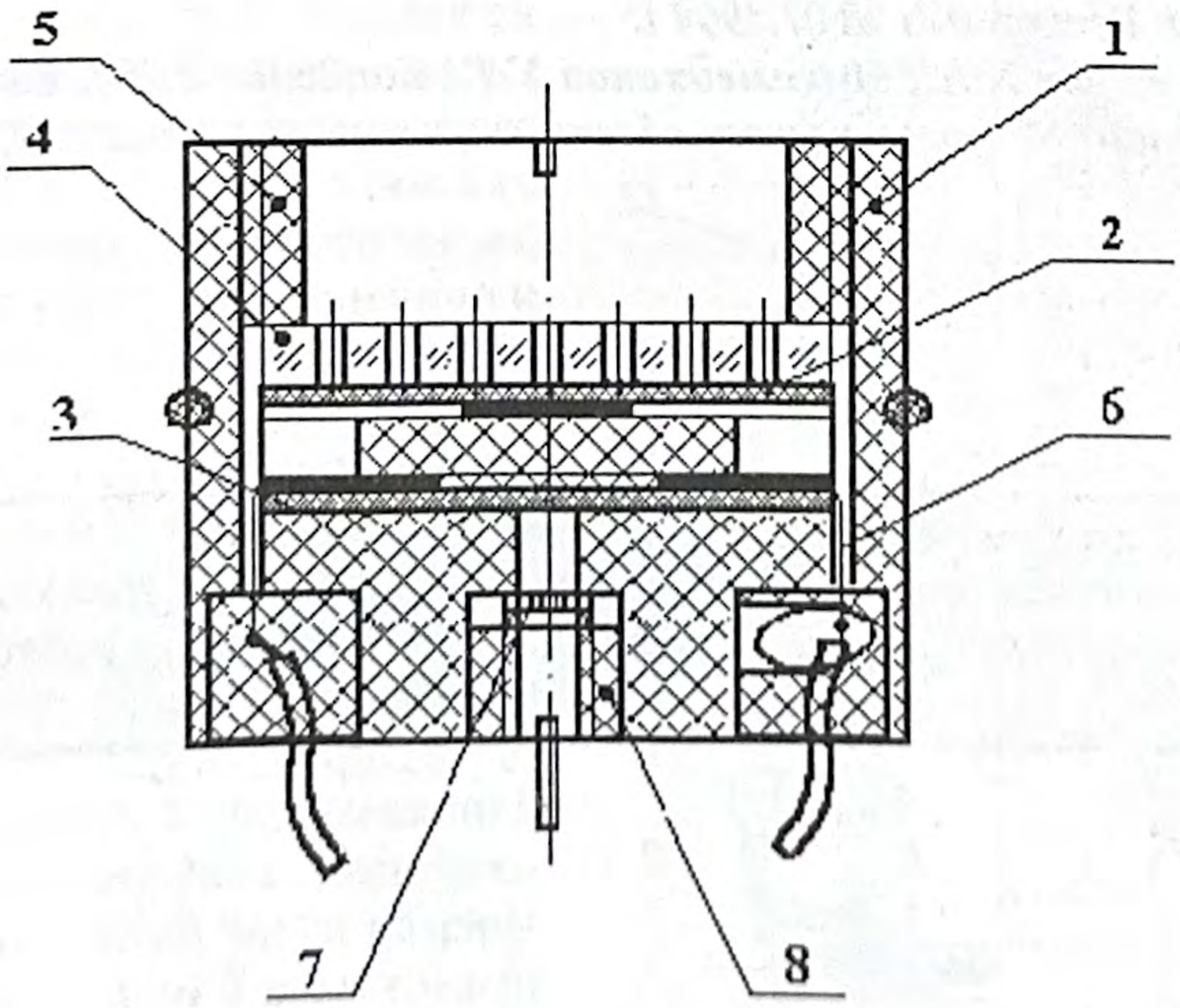
Широкое освоение природных ресурсов, развитие нефтеперерабатывающей и газовой промышленности, химизация народного хозяйства приводят к загрязнению окружающей среды вредными выбросами и, следовательно, к необходимости контроля за содержанием токсичных и взрывоопасных компонентов.

Для своевременного и надежного определения содержания токсичных газов (H_2S, SO_2, RSH) широко применяются электрохимические анализаторы, в которых чувствительным элементом служит газодиффузионная электрохимическая ячейка (ЭХЯ) [1, 2, 3], представляющая собой камеру с электролитом с погруженными в него тремя электродами:

- рабочим, на котором происходит реакция электрохимического окисления;
- вспомогательным — реакция восстановления кислорода;
- сравнения, относительно которого производится задание потенциала поляризации рабочего электрода.

Трехэлектродная электрохимическая ячейка, работающая в потенциостатическом режиме, состоит из корпуса 1, электродов 2, 3, между которыми расположен гелеобразный электролит (рисунок) с толщиной слоя 0,51,0 мм. Используются газодиффузионные гидрофобизированные электроды (ГГЭ) на основе платино-радиевого катализатора. Пакет, состоящий из электродов 2, 3 и гелеобразного электролита, поджимается втулкой 5 через проводник 6. Мембрана 7, закрепленная посредством втулки 8, служит для фильтрации воздуха.

В процессе работы ЭХЯ анализируемый газ, прокачиваемый вдоль поверхности пористой подложки рабочего электрода, диффундирует через поры мембраны к катализатору, смоченно-



Трехэлектродная электрохимическая ячейка

му раствором электролита. Содержащийся в газе сероводород электрохимически окисляется на активном слое до двуокиси по реакции

$$H_2S + O_2 \rightarrow SO_2 + 2H^+ + 6\bar{e}. \quad (1)$$

Ток окисления H_2S протекает между рабочим и вспомогательным электродами ЭХЯ, при этом на последнем происходит восстановление кислорода:

$$O_2 + 4H^+ + 4\bar{e} \rightarrow 2H_2O. \quad (2)$$

Если в системе нет других реакций, то ток окисления H_2S, проходящий через преобразователь, является мерой концентрации сероводорода в анализируемом газе.

Важной характеристикой чувствительного элемента, предназначенного для анализа многокомпонентных смесей, считается избирательность к измеряемому компоненту, которая достигается за счет конструкции ЭХЯ.

Исследовались изменения толщины диффузионного слоя и материала мембраны, состава электролита, катализатора, а также конечного значения потенциала рабочего электрода. Установлено, что при температуре 20°С и концентрации серной кислоты 27,7 вес.% стационарный потенциал платинового электрода составляет 1,05 В. Выявлено также следующее:

- значения выходного сигнала преобразователя с ГГЭ прямо пропорционально концентрации H_2S в анализируемом газе;
- поток массы изучаемого вещества через пористую подложку электрода достигает величин, близких к максимальным уже при 40 л/ч;
- реакция преобразователя на скачкообразное изменение концентрации H_2S на входе имеет экспоненциальный характер, при этом время переходного процесса не превышает 20 с.

Исходя из изложенного можно сделать выводы, что применение ГГЭ для обнаружения H_2S, SO_2, RSH позволяет создавать простые в эксплуатации, взрывозащищенные и сравнительно дешевые автоматические газоанализаторы. Работы, связанные с увеличением ресурса ГГЭ, перспективны, так как определяют возможность создания высоконадежных и долговечных электрохимических преобразователей, значит и приборов.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Чизмаджев Ю.А., Маркин В.С., Тарасевич М.Р., Чирков Ю.Г.*** *Макрокинетика процессов в пористых средах. М.: Наука, 1971.*
2. ***Банденок Ю.А., Баклыкова Г.А., Ковалев В.И.*** *Способ определения концентрации меркаптанов в газовой смеси. Патент № 1247. Гос. Реестр РУз 18.07.1994 г.*
3. ***Гулямов Ш.М., Мамаджанов Х.А., Мухамедханов У.Т., Банденок Е.Ю., Ешматова Б.И.*** *Газоаналитическая установка для систем метрологического обеспечения газового анализа // Международный научный журнал УСиМ, №3.*

ANNOTATION

A possibility of using electrochemical cell as a sensitive element for devices detecting sulphur containing gases in mixtures is shown as well as it`s influence on selectivity to the measured component.

УДК 622.24.084.34

НОВАЯ КОНСТРУКЦИЯ ПРИБОРА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ВОДООТДАЧИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

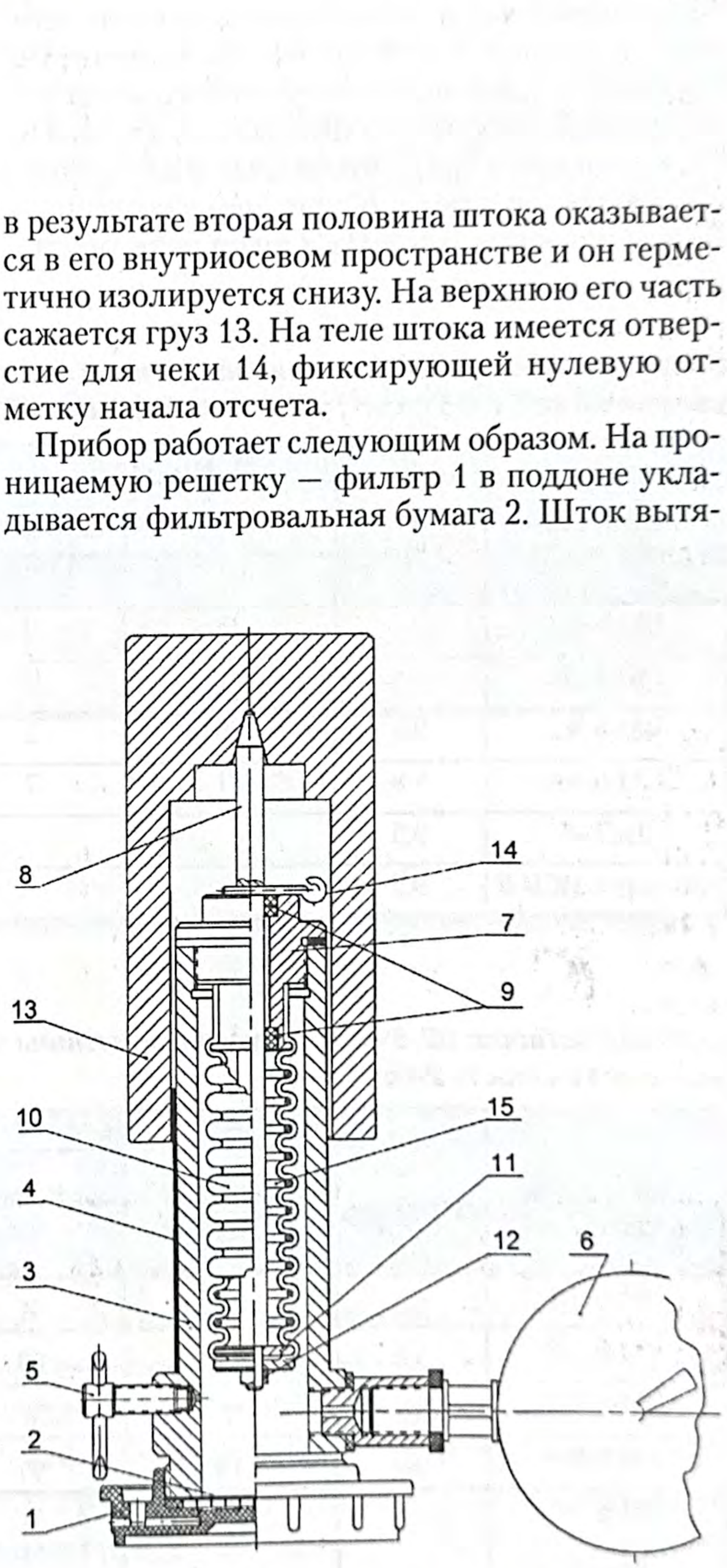
Э.У. Мамаджанов
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Фильтрационные свойства бурового раствора играют решающую роль в успешном осуществлении буровых работ. Используемые во многих странах мира приборы для измерения статической водоотдачи имеют разные конструкции, но принцип их действия общий — определение объема фильтрата, выделившегося в течение 30 мин через фильтровальную поверхность в статических условиях под избыточным давлением.

В последние годы в силу ряда причин буровые подразделения НХК «Узбекнефтегаз» испытывают острую потребность в качественных и надежных приборах контроля за фильтрацией буровых растворов. Закупаемые в Азербайджане и России приборы типа ВМ-6 имеют существенные недостатки, главный из которых — неточность показаний из-за нарушения герметичности в плунжерной системе конструкции, связанного с утечкой разделительной жидкости (масла). В результате происходят частое завышение параметров водоотдачи, широкий разброс показаний. Другой недостаток — необходимость применения качественного продавочного масла, в противном случае происходят заклинивание и зависание груза-шкалы, что также обусловливает погрешность измерений.

В целях устранения этих недочетов, повышения точности и стабильности измерений разработан прибор для определения статической водоотдачи (ПСВ-8) принципиально новой конструкции (рисунок). Он состоит из поддона с проницаемой решеткой-фильтром 1, фильтрационной камеры 3 со шкалой 4, указывающей объем фильтрата и напорного узла, включающего шток 8 и груз 13. В нижней части камеры установлены игольчатый клапан 5 и манометр 6, сверху навинчивается крышка 7 с отверстием под шток 8 и направляющими втулками 9. На нижнюю часть крышки надевается сильфон 10, в результате вторая половина штока оказывается в его внутриосевом пространстве и он герметично изолируется снизу. На верхнюю его часть сажается груз 13. На теле штока имеется отверстие для чеки 14, фиксирующей нулевую отметку начала отсчета.

Прибор работает следующим образом. На проницаемую решетку — фильтр 1 в поддоне укладывается фильтровальная бумага 2. Шток вытя-



Прибор для измерения статической водоотдачи бурового раствора ПСВ-8

гивается до выхода наружу отверстия, в которое вставляется чека 14. Установленные во внутреннем пространстве между штоком и сильфоном шайбы 15 обеспечивают ровное осевое перемещение последнего. В фильтрационную камеру, находящуюся в перевернутом состоянии, заливается испытуемый буровой раствор, поддон с фильтром плотно завинчивается. Затем прибор переворачивается и ставится на стол, после чего чека выдергивается и на шток помещается груз. Его нижний край выставляется на нулевую отметку шкалы открытием игольчатого клапана 5. Расчетная масса груза, отнесенная к поперечному сечению сильфона, обеспечивает создание в камере давления 0,1 МПа. Объем заливаемого раствора составляет 110 мл, что соответствует стандартным условиям измерений на приборе ВМ-6. Под воздействием этого давления испытуемая жидкость пропускается через фильтровальную бумагу. По мере уменьшения ее объема шток перемещается вниз, постепенно разжимая сильфон. Величиной водоотдачи служит объем выделившегося за 30 мин фильтрата (жидкой фазы), помноженный на коэффициент 2 (он является пересчетным и определяется как соотношение площадей фильтрации, отличных от нормальной, диаметром 75 мм).

Для изучения работоспособности нового прибора проведены сопоставительные испытания его с ВМ-6 (табл. 1, 2).

Таблица 1

Состав раствора: 5% бентонитовой глины после термообработки при 160°С, параметры: удельный вес 1,05 г/см³; условная вязкость 25 с

Тип прибора	Водоотдача за 7,5 мин			Водоотдача за 30 мин			Толщина корки, мм
	объем фильтрата, $см^3$	по шкале ВМ-6, $см^3$	погрешность, %	объем фильтрата, $см^3$	по шкале ВМ-6, $см^3$	погрешность, %	
ВМ-6 №1	9	18	0	19,5	56	43	10
ВМ-6 №2	9,6	22	14	20	55	37,5	9
ВМ-6 №3	9,8	20	2	19,5	42	8	9
ВМ-6 №4	9,8	21	7	19	45	18	9
ПСВ-8	9,5			19			9
Повторно ПСВ-8	9,5			19			9

Таблица 2

Состав раствора: 32,5% каттакурганской глины + 0,5% КМЦ, параметры: удельный вес 1,17 г/см³; условная вязкость 24 с

Тип прибора	Водоотдача за 7,5 мин			Водоотдача за 30 мин			Толщина корки, мм
	объем фильтрата, $см^3$	по шкале ВМ-6, $см^3$	погрешность, %	объем фильтрата, $см^3$	по шкале ВМ-6, $см^3$	погрешность, %	
ВМ-6 №1	3,6	7,2	0	8,4	18,4	9,5	4,5
ВМ-6 №2	3,8	9,8	29	8,2	26	58,5	5
ВМ-6 №3	3,5	7	0	8,1	19	17	6
ВМ-6 №4	3,8	15	97	8,1	47,5	193	5
ВМ-6 №5	3,6	7,2	0	8	16	0	5
ПСВ-8	4			8,2			4,5
Повторно ПСВ-8	3,9			8,1			4,5

При сопоставительных опытах использовалось типов глинистых растворов с удельным весом 1,05 до 1,2 г/см^3, водоотдача изменялась от 2 до 0 см^3/30 мин. Значения ее фиксировали за 7,5 и 0 мин. При применении ВМ-6 предусмотрен освенный метод — по шкале, поэтому необходимо было определить погрешность прибора. Прямой метод — расчет количества выделенного ильтрата наиболее точно характеризует величину водоотдачи, поэтому измерения производились как по шкале, так и по объему отфильтрованной жидкости. Их разница характеризовала олучаемую погрешность, достигающую иногда 60% и более. Несходимость результатов объясняется негерметичностью плунжерной пары ВМ-6, что приводит к вытеканию масла наружу и уменьшению его объема во втулке. За счет этого груз со шкалой перемещается вниз, показывая завышенные значения водоотдачи бурового раствора.

На основе изложенного можно сделать вывод, что в приборе типа ПСВ-8 за счет изоляции камеры с испытуемым раствором от узла, создающего давления, исключается применение масла, что улучшает работу и санитарные условия измерений; кроме того, он показал хорошую воспроизводимость замеряемого параметра и надежную работу.

ИТЕРАТУРА

Демихов В.И., Леонов А.И. Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. М: Недра, 1980. С. 206.

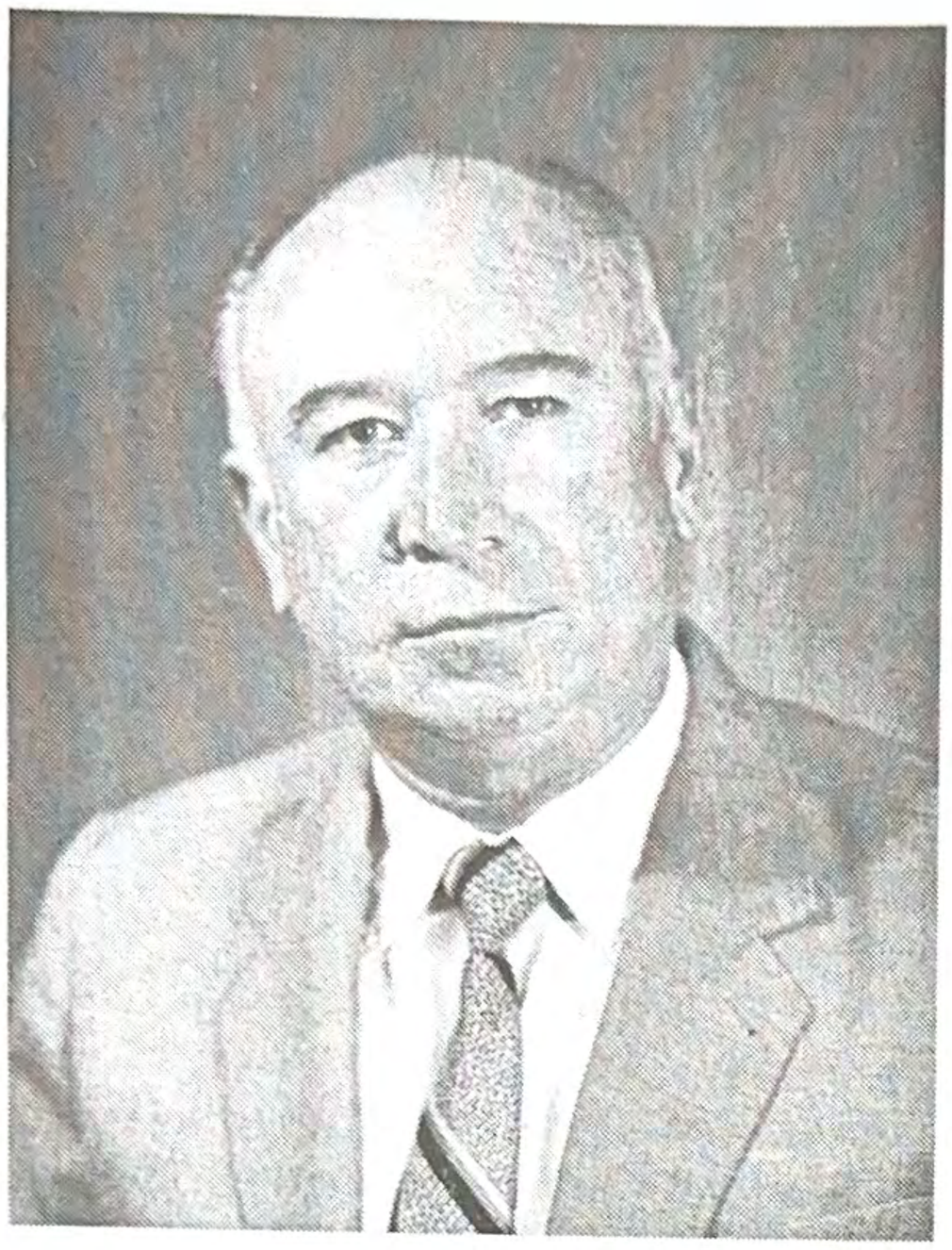
Патент РУз № IDP 05058 от 28.12.2001.

ANNOTATION

A device for defining water recovery by using elastic bellows showed a good reproducibility of the measuring parameter and reliable work.

Защита докторской диссертации

12 июля 2002 г. в НТЦ «Современные информационные технологии» АН РУз состоялась защита диссертации Алимжоном Абдурахимовичем Закировым на тему «Стратегия системного планирования и управления нефтегазовой отраслью Республики Узбекистан в переходный к рыночной экономике период и пути ее реализации», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 05.13.10 – «Управление в социальных и экономических системах». Работа направлена на исследование, разработку и применение методов системного планирования и оптимального управления Национальной холдинговой компанией «Узбекнефтегаз» и ее производственными предприятиями.



К 70-летию

Бахадыра Баситовича Ситдикова

Бахадыр Баситович Ситдиков родился 18 декабря 1932 года в г. Ташкенте. В 1951 г., окончив школу, поступил на геологоразведочный факультет Среднеазиатского политехнического института, который окончил с отличием. С 1962 г. заочно учился в аспирантуре, в 1968 защитил кандидатскую, в 1982 г. – докторскую диссертации.

Производственную деятельность Б.Б. Ситдиков начал в Краснохолмской (ныне Кызылтепинская) экспедиции. Участвовал в открытии и разведке трех месторождений Учкудукского типа, разработал научные рекомендации, практическая реализация которых привела к выявлению двух новых объектов.

Еще более многогранной и плодотворной стала его работа в ИГИРНИГМ. Здесь он решал задачи, связанные с общей геотектоникой, новейшей тектоникой, геоморфологией, четвертичной геологией.

Оригинальными и во многом принципиально новыми являются выводы Б.Б. Ситдикова о сейсмичности нефтегазоносных районов и связи землетрясений с разработкой крупных газовых месторождений, т.е. с техногенными процессами.

Бахадыр Баситович руководил также исследованиями в области экономики геологоразведочных работ, по результатам которых разработаны практические рекомендации по повышению эффективности подготовки промышленных запасов нефти и газа для всех пяти нефтегазоносных регионов Узбекистана, занимался проблемой Арала, предложил использовать запасы вод нефтегазоносных бассейнов, расположенных вокруг Аральского моря.

Определенный вклад Б.Б. Ситдиков внес в воспитание и подготовку кадров для геологической отрасли страны. В 1988-1993 гг. он читал лекции студентам геологического факультета Национального университета Узбекистана им. М. Улугбека по дисциплинам Неотектоника, Геотектоника, Геоморфология, Общая геология и Четвертичная геология. В течение 12 лет работал заместителем директора ИГИРНИГМ по науке, много внимания и времени уделял вопросам ускорения научно-технического прогресса в нефтегазовой отрасли Республики. Он – инициатор почина «Ни одной научной разработки без внедрения», под его редакцией выпущены и переданы всем нефтегазоразведочным организациям три крупных сборника, содержащих более 200 конкретных рекомендаций по различным направлениям нефтегазовой геологии.

Бахадыр Баситович неоднократно награждался почетными грамотами, значками «Отличник разведки недр» и «10-летие независимого Узбекистана».

Сердечно поздравляем юбиляра, желаем ему крепкого здоровья, семейного благополучия и дальнейших творческих успехов.

Друзья, коллеги

2003

ЯНВАРЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

ФЕВРАЛЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28		

МАРТ

П	В	С	Ч	П	С	В
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

АПРЕЛЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

МАЙ

П	В	С	Ч	П	С	В
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

ИЮНЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30						

ИЮЛЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

АВГУСТ

П	В	С	Ч	П	С	В
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

СЕНТЯБРЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30					

ОКТЯБРЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

НОЯБРЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

ДЕКАБРЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

Редакция "Узбекского журнала нефти и газа" предлагает свои услуги по редактированию и выпуску Инструкций, Положений, Справочников, Пособий, Руководств и другой печатной продукции .

Качество гарантируем.

Ждем Ваших предложений.

Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз»
O`ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI
УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

Зав. Редакцией — ***Р.Б. Якубович***
Редактор — ***Д.М. Захаровская***
Тех. редактор – ***Г.М. Мясников***
Компьютерный набор — ***Е.А. Балукова***

Адрес Редакции: ***700029, Ташкент, ул. Т. Шевченко, 2.*** *Тел.* ***566727***

Отпечатано на полиграфбазе Издательского дома "Мир экономики и права"
Формат 60x84 1/8. Усл. печ. л. – 6,0. Уч.-изд. л. – 6,5. Тираж 1000.
Обложка отпечатана на АП "Ташполиграфкомбинат" Заказ **К-9596**