

АЗƏРБАЙЧАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫНЫН

Х Ə Б Ə Р Л Ə Р И

И З В Е С Т И Я

АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ СЕРИЈАСЫ

Нефт

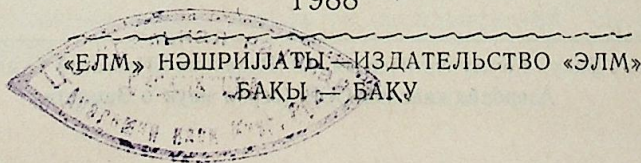
✱

СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

Нефть

№ 2

1988



УДК 622.279.23/.4

М. Т. АБАСОВ, Ш. Д. АБАСОВ, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ

ОСОБЕННОСТИ УГЛЕВОДОРОДООТДАЧИ НЕОДНОРОДНЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Известно, что важным аспектом изучения вопросов разработки месторождений на водонапорном режиме является исследование их в неоднородном пласте. При этом наибольший интерес представляет случай слоистой неоднородности, которая может оказывать существенное влияние на текущие и интегральные показатели разработки залежей природных газов.

Ниже приведены результаты исследований по изучению особенностей извлечения газа и конденсата из пластов с различной степенью неоднородности. Рассматривается разработка неоднородных по проницаемости газоконденсатных залежей полособразной формы на упруговодонапорном режиме. Исследования выполнялись с использованием описанной в [1, 2] модели слоистого пласта, пропластки которого гидродинамически связаны лишь на линии отбора.

Для удобства сопоставления вариантов разработки по залежам с различным диапазоном изменения проницаемости пропластков распределение проницаемости по пропласткам принято линейным при неизменности средневзвешенной ее величины. При этом в качестве степени неоднородности пласта \bar{K} принято максимальное отношение проницаемостей пропластков.

Критериями остановки расчетов по вариантам являлись подход газоводяного контакта по наиболее проницаемому пропластку к линии отбора или снижение средневзвешенного пластового давления $P_{ср.з}$ до 3,92 МПа (сплошные линии на рисунках). В тех случаях, когда $P_{ср.з}$ еще не достигало величины 3,92 МПа, а забойное давление P_c снижалось до 1,96 МПа, дальнейшая эксплуатация залежи предполагалась при фиксированном P_c ($P_c = 1,96$ МПа) со снижающимся темпом отбора газа до прорыва воды по высокопроницаемому пропластку или снижения $P_{р.н}$ до 3,92 МПа (пунктирные линии на рисунках).

Приводимые в статье результаты получены для следующих исходных данных: $P_0 = 45,4$ МПа; $C_0 = 2,85 \cdot 10^{-4}$ м³/м³; $b = 5000$ м; $l = 3000$ м;

$h = \sum_{i=1}^5 h_i = 20$ м; $\rho_{ост} = 0,4$; $\bar{K} = 1,5 \div 19$; $\beta_n^* = 50,99 \cdot 10^{-5}$ и $10,2 \cdot 10^{-5}$ 1/МПа

где P_0 — начальное пластовое давление; C_0 — начальное содержание конденсата в пластовом газе; b, l, h — ширина, длина и мощность пласта; $\rho_{ост}$ — остаточная насыщенность газоконденсатной смесью в заводненной области.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ: Ак. А. Али-заде (главный редактор) Р. А. Абдуллаев, Б. А. Багиров, И. С. Джафаров, Т. А. Исмаил-заде, И. Г. Керимов, А. М. Кулиев, Х. С. Мамедов, М. А. Мусеинов, Ф. Г. Оруджалиев, А. М. Панахов (ответств. секретарь), С. Г. Салаев (зам. главного редактора), М. К. Сеид-Рза, Н. Д. Таиров (зам. главного редактора), Н. Ш. Ширинов (зав. главного редактора)

© Издательство «Элм», 1988 г.

Темп тбора газа из залежи составлял 3 и 10% в год от его начальных запасов;

Так как в проведенных исследованиях используется модель слоисто-неоднородного пласта, то вместе с изучением особенностей газо- и конденсатоизвлечения из залежи в целом представляло интерес проследить за участием каждого пропластка в формировании общей добычи газа и конденсата в зависимости от степени неоднородности пласта.

На рис. 1 показано изменение коэффициентов конечной газо- конденсатоотдачи (η_r и η_k пропластка определялась отношением добычи из него к начальным запасам пропластка) по пропласткам для пластов с различной степенью неоднородности. Как видно из рис. 1 газоотдача по пропласткам существенно различается по мере роста \bar{K} . Так, если при $\bar{K}=1,5$ наблюдается достаточно равномерное дренирование залежи по мощности (разница в газоотдачах первого и последнего пропластка составляет 1,6% по абсолютной величине), то увеличение степени неоднородности до 19 приводит к тому, что в пропластках с низкой проницаемостью к концу рассмотренного процесса остается значительный запас газа (разность η_r первого и пятого пропластков составляет 27,2%). Из рис. 1 также видно, что, как и в случае с η_r , различие в η_k пропластков существенно повышается с ростом степени неоднородности пласта.

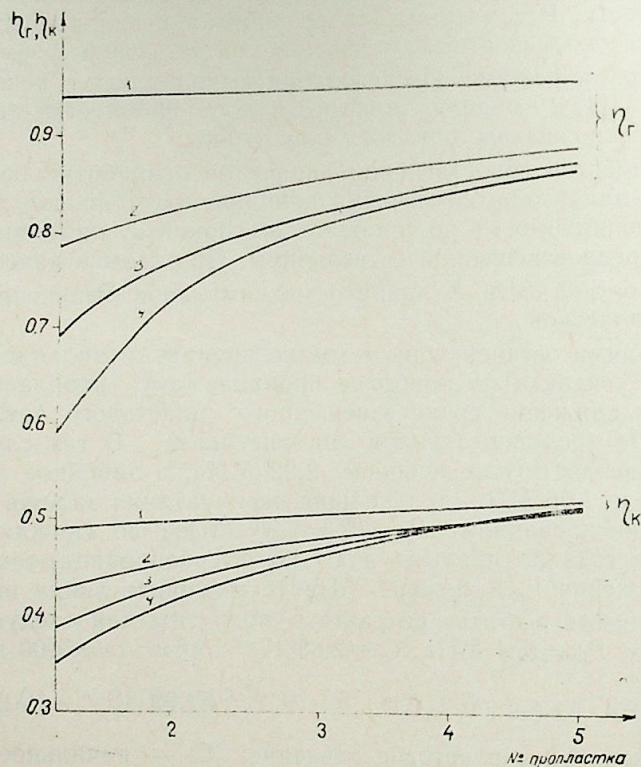


Рис. 1. Изменение конечной углеводородоотдачи по пропласткам при различной степени неоднородности пластов, \bar{K} :
1—1,5; 2—4; 3—9; 4—19

Из рис. 1 следует, что изменение \bar{K} при постоянной средневзвешенной проницаемости относительно мало сказывается на газо- и конденсатоотдаче высокопроницаемых пропластков, но сильно отражается на их величинах в пропластках низкопроницаемых. Это связано с нелинейным характером влияния проницаемости на основные показатели процесса вытеснения углеводородных жидкостей водой, и влияние это тем больше, чем ниже абсолютная величина проницаемости. Следовательно, изменение \bar{K} приводит к изменениям показателей в пропластках не пропорциональным их проницаемостям. Этим объясняется существование зависимости между коэффициентом отдачи третьего пропластка и \bar{K} при постоянстве его проницаемости и заданного отбора газа из залежи в единицу времени.

На рис. 2 приведены величины средневзвешенных пластовых давлений и давлений на линии отбора к моменту прекращения эксплуатации в залежах с различной степенью неоднородности пласта. Здесь же показана продолжительность разработки. Во всех этих вариантах эксплуатация залежей прекращалась из-за подхода газовой контактной к стoku. При этом конечное средневзвешенное пластовое давление в залежах составило 4,12—14,18 МПа, а P_c 3,82—11,82 МПа. Характерно, что влияние степени неоднородности пласта на конечные величины $P_{ср.в}$ и P_c существенно в области малых \bar{K} . Кроме того, с ростом степени неоднородности наблюдается также и увеличение депрессии на пласт ($P_{ср.в} - P_c$).

На рис. 3 представлены зависимости конечной газо- и конденсатоотдачи неоднородной залежи в функции \bar{K} . Из анализа рис. 3 следует, что в пределах рассмотренных условий увеличение \bar{K} приводит

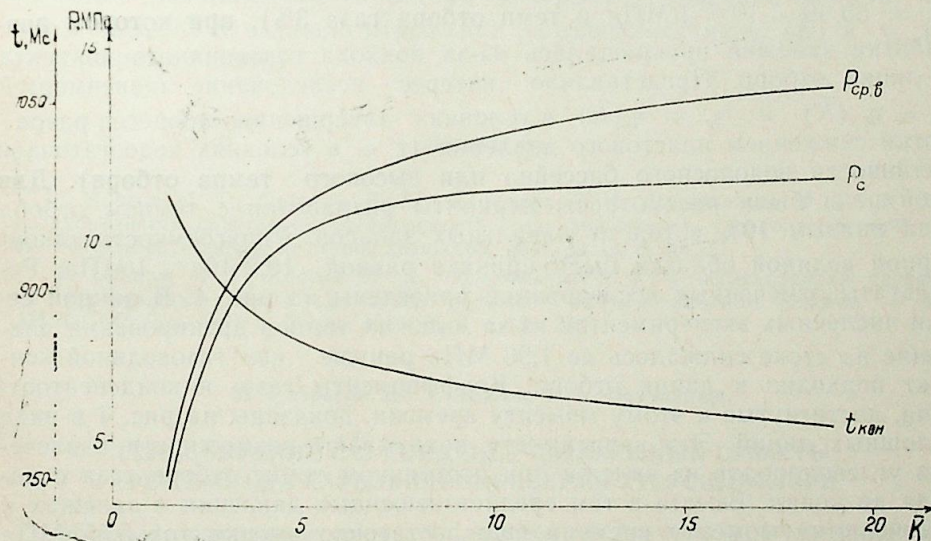


Рис. 2. Средневзвешенные пластовые давления и давления на линии отбора (P_c) к моменту прекращения эксплуатации

к снижению конечных величин газо- и конденсатоотдачи, причем влияние степени неоднородности на η_r существенно выше, чем на η_k . Отмечается также высокая степень зависимости η_r и η_k от степени неоднородности в области его малых значений.

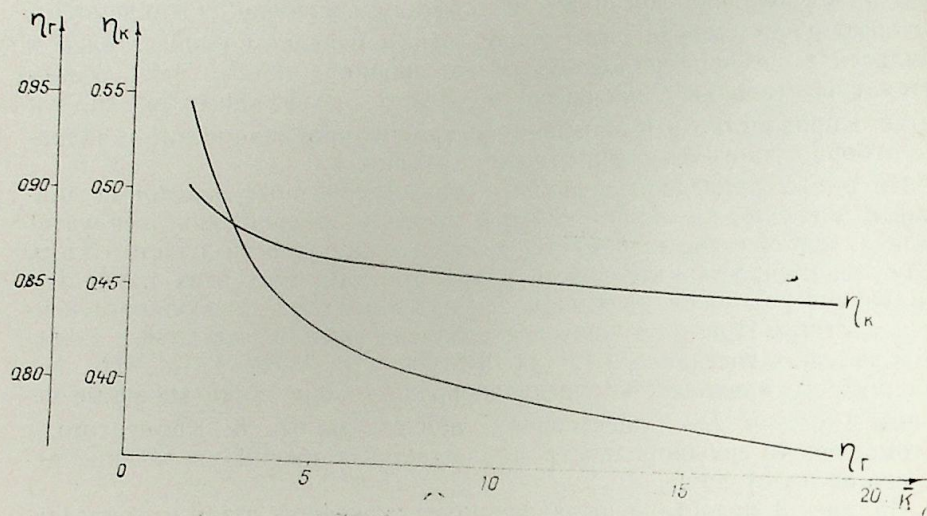


Рис. 3. Влияние степени неоднородности на конечную газо- и конденсатоотдачу

Следует отметить, что зависимости, приведенные на рис. 2 и 3, получены для условий проявления активного водонапорного режима ($\beta_b^* = 50,99 \cdot 10^{-5}$ 1/МПа и темп отбора газа 3%), при котором разработка залежей прекращалась из-за подхода газовой контактной линии отбора. Представляло интерес исследование зависимостей $\eta_r = \eta_r(\bar{K})$ и $\eta_k = \eta_k(\bar{K})$ в условиях завершения процесса разработки снижением пластового давления (т. е. в условиях недостаточной активности водоносного бассейна или высокого темпа отбора). Для этой цели были рассмотрены варианты разработки с темпом отбора газа равным 10% в год от начальных запасов. Упругоэластичность законтурной водной области была принята равной $10,2 \cdot 10^{-5}$ 1/МПа. Результаты отмеченных исследований приведены на рис. 4. В данной серии численных экспериментов из-за высоких темпов дренирования давление на стоке снижалось до 1,96 МПа раньше, чем газоводяной контакт подходил к линии отбора. Коэффициенты газо- и конденсатоотдачи, достигнутые к этому моменту времени, показаны на рис. 4 в виде сплошных линий. Эти зависимости показывают возможности извлечения углеводородов из залежи при постоянном темпе отбора газа с начала до конца. Вместе с тем средневзвешенные давления в залежах к отмеченному моменту времени еще достаточно высоки (от 5,55 МПа при $\bar{K}=1,5$ до 9,3 при $\bar{K}=19$). Поэтому процесс эксплуатации залежей был продолжен при условии $P_c = 1,96$ МПа с падающей добычей до подхода газовой контактной линии к стоку или до снижения средне-

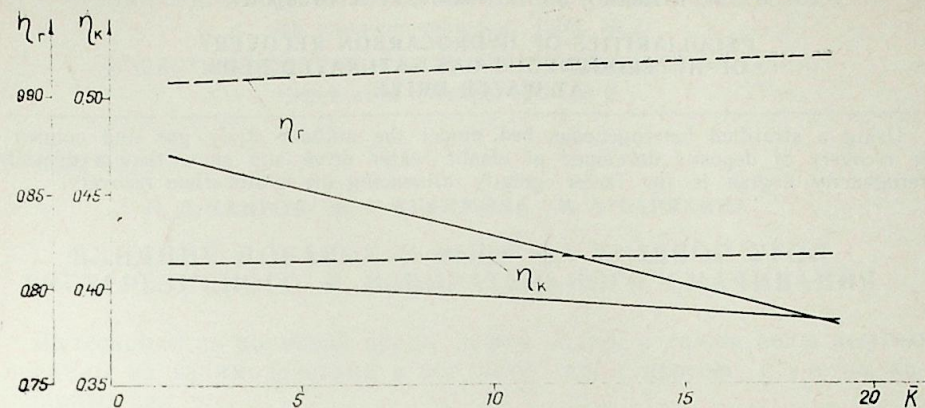


Рис. 4. Влияние степени неоднородности на конечную газо- и конденсатоотдачу

взвешенного пластового давления до величины 3,92 МПа. Полученные таким путем значения η_r и η_k показаны на рис. 4 в виде пунктирных линий. Из рис. 4 следует, что при эксплуатации залежи с постоянным темпом дренирования газо- и конденсатоотдача уменьшаются с ростом степени неоднородности пласта. Это связано с тем, что чем выше \bar{K} , тем больший перепад необходимо создать в пласте для достижения заданного годового уровня добычи (это наглядно видно и по данным рис. 2), и тем раньше во времени происходит снижение P_c до критического значения. Вместе с тем к моменту фиксации P_c средневзвешенное пластовое давление в залежи было тем выше, чем более неоднородным был пласт. Следовательно, имелась возможность тем большего дополнительного отбора в период падающей добычи, чем выше было \bar{K} . Это нашло отражение на зависимостях $\eta_r(\bar{K})$ и $\eta_k(\bar{K})$ (пунктирные линии).

Литература

1. Абасов М. Т., Бабанлы В. Ю., Касимова С. А., Оруджалиев Ф. Г. К учету неоднородности пластов по проницаемости при фильтрации газоконденсатной смеси. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1971, № 10, с. 30—31.
2. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. К исследованиям разработки неоднородных газоконденсатных залежей на водонапорном режиме. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1985, № 2, с. 19—24.

М. Т. Абасов, Ш. Ч. Абасов, Ф. Н. Оруджалиев

ГЕЙРИ-БИРЧИНС ГАЗ-КОНДЕНСЭ ЛАЈЛАРЫНЫН СУБАСГЫ РЕЖИМИНДЭ ҚАРБОНДИРОКЕНВЕРМЭ ХҮСУСИЈАТЛАРИ

Мағаләдә гејри-бирчинс лај модели васитәси илә газ-конденсә јатағларынын еластик субасгы режиминдә газ вә конденсатвермә хусусијәтләри тәдғиг олунамшдур. Мүәјјән олунамшдур ки, гејри-бирчинслилик дәрәчәси јатағын карбондиокенвермә әмсалына хејли тә’сир етмишдир.

M. T. Abasov, Sh. D. Abasov, F. G. Orudjaliev

PECULIARITIES OF HYDROCARBON RECOVERY
OF HETEROGENEOUS GAS SATURATED BEDS
AT WATER DRIVE

Using a stratified heterogeneous bed model the authors study gas and condensate recovery of deposits developed at elastic water drive and show that a deposit heterogeneity degree is the factor greatly influencing the hydrocarbon recovery.

АЗЭРБАЙЖАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХЭБЭРЛЭРИ
Жер елмлэри серијасы, 1988, № 2

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
Серия наук о Земле, 1988, № 2

УДК 622.276.1

Н. Д. ТАИРОВ, Ф. Г. КЕРИМОВА, М. А. БАРЯКИНА

ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК К ВОДЕ НА КРАЕВОЙ УГОЛ
ГИСТЕРЕЗИСНОГО И ИЗБИРАТЕЛЬНОГО СМАЧИВАНИЯ

Вытеснение из пористой среды нефти водой, а также воды нефтью зависит от их взаимодействия в контакте друг с другом с учетом капиллярных сил.

Капиллярная пропитка, иногда называемая также самопроизвольным впитыванием, есть процесс, в котором смачивающая жидкость внедряется в пористую среду и вытесняет из нее несмачивающую фазу в отсутствии внешнего перепада давления.

Ввиду того, что в узких капиллярных порах могут существовать различные двух- и трехфазные границы раздела, а также ввиду различной степени избирательного смачивания нефтью и водой поверхности твердой фазы, на их границах раздела образуются мениски, кривизна которых зависит от смачивания жидкостями твердой фазы [1, 2].

В настоящей работе степень смачиваемости определялась измерением краевого угла смачивания капли нефти на кварцевой пластинке на границе раздела с пресной водой и водой с различными добавками. Измерение производилось проекционным методом. Тщательно вымытая и высушенная кварцевая пластинка помещалась в кювету с водой, которая, в свою очередь, при строго горизонтальном положении кварцевой пластинки устанавливалась на предметный столик так, чтобы сфокусированный источник света показывал на экране резко очерченную границу пластинки. Затем пипеткой на пластинку наносилась несколько капель исследуемой жидкости. В случае, когда пластинка помещалась в воду или иные водные растворы ПАВ и на нее наносилась углеводородная жидкость, использовалась пипетка с согнутым концом и капля сажалась на нижнюю поверхность пластинки. После этого передвижением экрана уточнялась резкость очертания капель и вслед за проведением касательной к периметру смачивания замерялся непосредственно угол смачивания.

В случае, когда измеряется краевой угол смачивания на границе раздела твердое тело—жидкость—воздух, пластинка помещается непосредственно на предметный столик. Жидкость наносится на верхнюю грань пластины пипеткой с прямым концом. Краевой угол смачивания замеряется в сторону более полярной фазы.

Известно [1], что при фильтрации через песок наблюдается молекулярное взаимодействие нефтей с поверхностью зерен, в результате чего поверхность из гидрофильной становится гидрофобной полностью или частично. Для теоретического исследования законов фильтрации и, особенно для их практического применения, большое значение име-

ет знание степени гидрофобности поверхности минералов при воздействии на них нефтями.

В работе [4] гидрофобизация поверхности минерала осуществлялась следующим образом. Тщательно обработанные пластинки помещались в чашку с раствором нефти или поверхностно-активных веществ на 48 ч. При этом обращалось особое внимание на чистоту поверхности пластинок, оцениваемую по стеканию пленки воды с их поверхности. Если оказывалось, что пластинка промыта недостаточно чисто, то она повторно обрабатывалась хромовой смесью и водой. По истечении 48 ч раствор сливали, а лишнюю нефть на поверхности пластинок снимали фильтровальной бумагой. Такая же методика гидрофобизации поверхности минерала использовалась и в настоящей работе.

Было изучено влияние водных растворов химических реагентов на изменение краевого угла смачивания. В качестве поверхностно-активных веществ использовались реагенты под шифром от P-1 до P-4, а также растворы едкого натра (P-5) и соляной кислоты (P-6) в пресной и морской (P-3) водах. В качестве углеводородной жидкости использовались очищенный керосин и нефть месторождения Кюровдаг. Гидрофобизацию поверхности кварцевых пластин проводили нефтью месторождения Кюровдаг.

В табл. 2 и на рис. 1 приведены результаты и характерные кривые зависимости краевого угла смачивания гидрофобизированного нефтью кварца растворами реагентов и водой, а на рис. 2 и в табл. 1 — кривые

Таблица 1

Нефть Кюровдаг+50% керосина								Очищенный керосин			
P=1		P=2		P=3		P=4		NaOH		HCl	
C, %	$\theta, ^\circ$	C, %	$\theta, ^\circ$	C, %	$\theta, ^\circ$	C, %	$\theta, ^\circ$	C, %	$\theta, ^\circ$	C, %	$\theta, ^\circ$
0	56	0	56	0	56	0	56	0	20	0	20
0,01	55	0,01	49	0,01	35	0,01	50	0,05	19	7	18
0,05	53	0,05	45	0,05	32	0,05	45	0,1	18	10	12
0,1	52	0,1	39	0,1	26	0,1	40	0,25	17		
0,25	45	0,25	35	0,25	23	0,25	37	0,5	15		
0,5	35	0,5	30	0,5	14	0,5	31	1,0	10		
1,0	29	1,0	27	1,0	9	1,0	21				

Таблица 2

P=1		P=2		P=3		P=4		NaOH		HCl	
C, %	$\theta, ^\circ$	C, %	$\theta, ^\circ$	C, %	$\theta, ^\circ$	C, %	$\theta, ^\circ$	C, %	$\theta, ^\circ$	C, %	$\theta, ^\circ$
0	63	0	63	0	64	0	63	0	63	0	63
0,01	62	0,01	62	0,01	64,5	0,01	65	0,05	62	7	56
0,05	61	0,05	61	0,05	64,5	0,05	60	0,1	61	10	52
0,1	60	0,1	60	0,1	64,5	0,1	60	0,25	59		
0,25	57	0,25	59	0,25	64,5	0,25	57	0,5	55		
0,5	51	0,5	57	0,5	65	0,5	50	1,0	50		
1,0	39	1,0	55	1,0	68	1,0	49				

зависимости и результаты изменения краевого угла избирательного смачивания кварца растворами реагентов в воде на границе с нефтью.

Как видно из кривых зависимостей, с увеличением концентрации реагентов от 0 до 1%, а технической соляной кислоты от 0 до 10%, крайний угол гистерезисного и избирательного смачивания уменьшается, т. е. смачивание поверхности кварца улучшается. Наименьшее изменение θ происходит при добавке к воде реагента P-6, наибольшее — при добавке P-1. В то же время для реагента P-6 θ гистерезисного смачивания (рис. 1) с увеличением концентрации его в воде более 0,6% начинает возрастать.

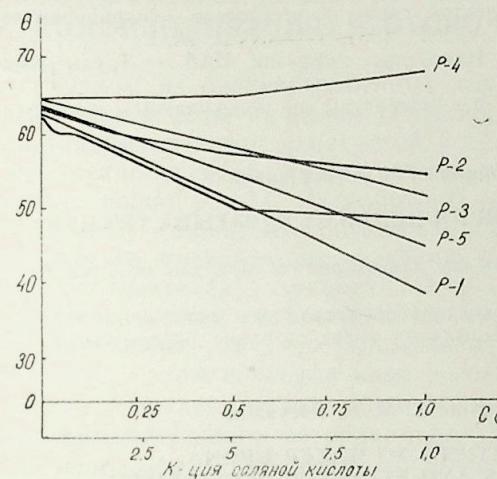
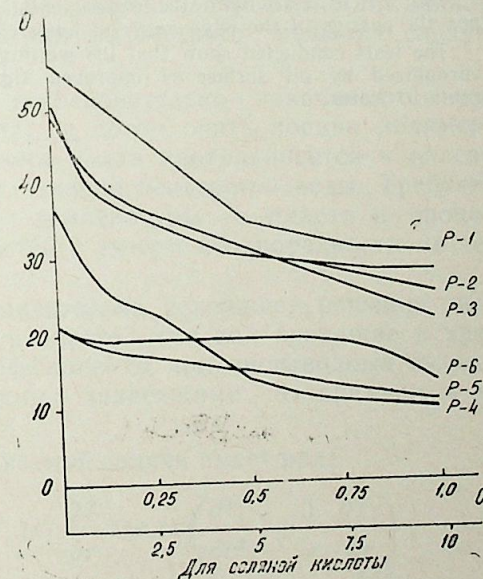


Рис. 1. Зависимость краевого угла смачивания от концентрации водных растворов химических реагентов на гидрофобизированной поверхности

Рис. 2. Зависимость краевого угла смачивания от концентрации водных растворов на границе с углеводородными жидкостями



θ избирательного смачивания для реагентов P-1, P-2 (рис. 1) изменяется резко с увеличением их концентрации в воде до 0,5%. Даль-

нейшее увеличение концентрации реагентов мало влияет на изменение θ . Для реагента Р-3 наблюдается монотонное уменьшение θ по мере увеличения концентрации реагента.

Таким образом, проведенные опыты показали, что добавка к воде исследованных реагентов улучшает смачивание их растворами поверхности кварца, гидрофобизированного и не гидрофобизированного нефтью.

Литература

1. Кусаков М. М., Ребиндер П. А., Зимченко К. В. Поверхностные явления на процессах фильтрации нефти. — Докл. АН СССР, 1940, т. 28, № 5.
2. Абасов М. Т., Таиров Н. Д., Керимова Ф. Г., Аббасов М. И. О вытеснении воды углеводородной жидкостью из пористой среды в отсутствие гидродинамического перепада давления. — Докл. АН АзССР, 1981, т. XXXVII, № 1.
3. Ахмадеев М. А., Бабалян Г. А. Измерение диффузии ПАВ. — Труды БашНИПИнефть. М.: Недра, 1970.
4. Таиров Н. Д. Влияние давления и температуры на молекулярные явления и капиллярные эффекты. — Баку: Элам, 1975.

Н. Ч. Таиров, Ф. Г. Керимова, М. А. Барякина

СУЈА ГАТЫЛАН МҮЎЎЎ ЭЛАВЎЎЎРИН ИСЛАНМА БУЧАҒЫНА ТЎСИРИ

Мәғаләдә тәчрүби јолларла суја гатылан элавләрин тәсириндән исланма бучағынын дәјишмәси өјрәнилмишдир.

Апарылан тәчрүбәләр көстәрмишдир ки, суја гатылан, тәдгиг едилмиш элавләрин тәсириндән гидрофил вә гидрофоблашдырылмыш кваре сәтнинин исланмасы јахшылашмышдыр.

N. D. Tairov, F. G. Kerimova, M. A. Baryakina

INFLUENCE OF ADDITIVES TO WATER UPON EDGE ANGLE OF HYSTERESIS AND SELECTIVE WETTABILITY

The article deals with the experimentally studied influence of different additives upon the change of the edge angle of hysteresis and selective wettability.

The tests conducted show that the wetting of a quartz plate having hydrophilic and hydrophobized by oil surface is improved significantly while adding the investigated agents to water.

УДК 536.201:532.546

Г. А. МАМЕДОВ, Ш. М. РАГИМОВ, Н. В. ОРЛОВА, Ш. О. ГУЛИЕВА

К ВОПРОСУ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ТЕПЛОИЗОЛИРУЮЩЕЙ ОТОРОЧКОЙ НАГРЕТОЙ ЖИДКОСТИ

Одним из распространенных термических методов воздействия на нефтяные пласты является создание «горячего вала» с последующим проталкиванием его ненагретой водой. Вопрос о вытеснении нефти по этой технологии как теоретически, так и практически изучен сравнительно полно [1—5]. Разработаны математические модели, алгоритмы расчета и машинные программы, позволяющие осуществить на ЭВМ множество расчетов по изучению характера изменения технологических показателей разработки. Эффективность указанной технологии за счет уменьшения скорости остывания «горячего вала», и следовательно, продления срока его существования можно значительно повысить. В связи с этим возникла идея о создании в прифронтной и тыловой частях «горячего вала» теплоизолированных зон [4, 5]. В качестве теплоизолирующего материала для создания этих зон было предложено использовать полимер, теплофизические свойства которого способствуют лучшему сохранению тепла «горячего вала», чем пластовая жидкость или ненагретая вода. Для оценки эффективности данного процесса возникла необходимость математического решения следующей технологической задачи.

В нагнетательную скважину последовательно закачиваются порция полимера, затем горячая вода, а потом опять порция полимера. Далее созданная оторочка «горячего вала» проталкивается к галерее эксплуатационных скважин путем закачки ненагретой воды. Требуется изучить характер распределения температуры в пласте и процесс фильтрации закачиваемых жидкостей с учетом неоднородности их теплофизических свойств.

Учет этой неоднородности значительно усложняет решение задачи расчета температурного поля в пласте, так как входящие в уравнение распространения тепла коэффициенты при производных являются кусочно-постоянными функциями, зависящими от времени и координаты.

Это уравнение для рассматриваемой задачи имеет вид:

$$c_p(r,t) \frac{\partial T}{\partial t} + c_j \rho_j(r,t) V_r(t) \frac{\partial T}{\partial r} \lambda(r,t) \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right), \quad (1)$$

где T — температура в точке пласта в момент времени;
 c_p, λ — объемная теплоемкость и теплопроводность пористой среды, насыщенной жидкостью;

$c_{ж, \rho_{ж}}$ — объемная теплоемкость жидкости в рассматриваемой точке пласта;

V_f — скорость фильтрации.

Начальные и граничные условия для дифференциального уравнения (1) при заданной постановке задачи имеют вид:

$$\begin{cases} t = 0 & T(r, 0) = T_{пл} \\ r = r_c & T(r_c, t) = T_c \\ r = r_k & \frac{\partial T}{\partial r} = 0, \end{cases} \quad (2)$$

где r_c, r_k — радиус скважины и контура питания соответственно.

Различные температур нагнетаемых в пласт жидкостей описывается заданием ступенчатой функции T_c :

$$T = \begin{cases} T_{1п} & 0 < t \leq t_{1п} \\ T_{гв} & t_{1п} < t \leq t_{гв} + t_{1п} \\ T_{2п} & t_{1п} + t_{гв} < t \leq t_{2п} + t_{гв} + t_{1п} \\ T_{хв} & t > t_{2п} + t_{1п} + t_{гв}, \end{cases} \quad (3)$$

где $T_{1п}, T_{гв}, T_{2п}, T_{хв}$ — температура в момент закачки первой порции полимера, горячей воды, второй порции полимера и ненагретой воды соответственно; $t_{1п}, t_{гв}, t_{2п}$ — интервал времени (в сут.), в течение которого происходит закачка первой порции полимера, горячей воды и второй порции полимера.

Преобразуя уравнение (1) к более удобному виду для применения метода сеток можно разработать алгоритм решения и программу для получения искомой зависимости $T = T(r, t)$. Однако необходимым условием для решения является значение характера зависимостей параметров $c_p(r, t), c_{ж, \rho_{ж}}(r, t), \lambda(r, t)$.

Для получения этих зависимостей предварительно решается задача расчета местоположения границ закачиваемых в пласт рабочих агентов.

Известно, что законы вытеснения одной жидкости другой зависят от соотношения их вязкостей и взаиморастворимости. Эти показатели характеризуют ширину образуемых зон чистого полимера и смеси. При моделировании данного процесса предполагалось, что при отсутствии взаиморастворимости жидкостей вытеснение происходит без образования размытой зоны со строгой границей двух жидкостей. При решении задачи пласт принимался горизонтальным, однородным с постоянной мощностью h .

Пусть $q_{п1}, q_{гв}, q_{п2}, q_{хв}$ — удельные объемы закачки соответственно первой порции полимера, горячей воды, второй порции полимера и ненагретой воды (куб. м/сут.). Очевидно, что задача об определении границ зон может быть разделена на четыре этапа в зависимости от момента времени, для которого производится расчет местоположения границ закачиваемых агентов.

При $0 < t \leq t_{п1}$ в пласте находится круговая зона чистого полимера и кольцевая область смеси полимера и нефти. Согласно [1], ширина зоны смеси определяется по формуле:

$$l_{пп1} = r_c \cdot c_{п1} \cdot (x_{пп1} - 1) \alpha_{п1}, \quad (4)$$

где $x_{пп1}$ — расстояние от центра нагнетательной скважины до границы чистого полимера, м; $c_{п1}, \alpha_{п1}$ — коэффициенты, определяемые в зависимости от отношения вязкостей вытесняющей и вытесняемой жидкости по экспериментальной кривой [2].

Исходя из баланса закачиваемого в пласт полимера и его концентрации в нем для любого момента времени t должно выполняться условие:

$$\pi \cdot x_{пп1}^2 \cdot m \cdot h \cdot \beta + \pi \cdot x_{пп1} \cdot l_{пп1} \cdot m \cdot h \cdot \beta = q_{п1} \cdot t, \quad (5)$$

где m — пористость пласта; β — коэффициент нефтенасыщенности.

Из (5):

$$x_{пп1}^2 + x_{пп1} \cdot l_{пп1} = \frac{q_{п1}}{\pi m h \beta} \cdot t, \quad (6)$$

Совместное решение уравнений (4) и (6) позволяет получить численные значения $x_{пп1}$ и $l_{пп1}$. В период закачки в пласт горячей воды $t_{п1} < t \leq t_{гв} + t_{п1}$ в пласте образуется круговая область горячей воды в виде концентрических колец зоны смеси полимера с водой, чистого полимера и смеси полимера с нефтью. При этом ширина зоны смеси полимера с нефтью также удовлетворяет формуле (4). Если полимер и вода взаимонерастворимы, то область их смеси отсутствует, в противном случае:

$$l_{пз1} = r_c \cdot c_{з1} \cdot (x_{пз1} - 1) \alpha_{з1}, \quad (7)$$

где $x_{пз1}$ — граница задней стенки прифронтной полимерной зоны.

Исходя из сохранения баланса закачиваемой в пласт горячей воды и с учетом насыщенности полимера:

$$x_{пгв}^2 + x_{пгв} \cdot l_{пз1} = \frac{q_{гв}}{\pi h m \beta} \cdot (t - t_{п1}), \quad (8)$$

где $x_{пгв}$ — передняя граница горячей воды.

Учитывая, что $x_{пгв} = x_{пз1} - l_{пз1}$, имеем:

$$(x_{пз1} - l_{пз1})^2 + (x_{пз1} - l_{пз1}) \cdot l_{пз1} = \frac{q_{гв}}{\pi m h \beta} \cdot (t - t_{п1}). \quad (9)$$

или

$$x_{пз1}^2 - x_{пз1} \cdot l_{пз1} = \frac{q_{гв}}{\pi m h \beta} \cdot (t - t_{п1}). \quad (10)$$

Решая совместно уравнения (7) и (10) можно получить значения $x_{пз1}$ и $l_{пз1}$.

Значения $l_{пп1}$ и $x_{пп1}$ могут быть получены из уравнения (4) и следующего балансового уравнения для первой порции закачиваемого полимера:

$$(x_{пп1}^2 + x_{пп1} \cdot l_{пп1}) - (x_{пз1}^2 - x_{пз1} \cdot l_{пз1}) = \frac{q_{п1}}{\pi m h \beta} \cdot t_{п1} \quad (11)$$

или

$$x_{пп1}^2 + x_{пп1} \cdot l_{пп1} = \frac{q_{п1}}{\pi m h \beta} \cdot t_{п1} + \frac{q_{гв}}{\pi m h \beta} \cdot (t - t_{п1}) \quad (12)$$

Применяя аналогичные преобразования и рассуждения можно получить попарно независимые системы уравнений и для двух других вариантов. При закачке в пласт второй порции полимера ($t_{п1} < t \leq t_{гв} + t_{п1} + t_{п2}$) получаем три системы уравнений, а при нагнетании холодной воды ($t > t_{гв} + t_{п1} + t_{п2}$) — четыре системы уравнений.

В этом последнем случае число зон наибольшее.

В общем виде можно записать:

$$\begin{cases} l_{пj} = r_c \cdot c_{пj} (x_{пj} - 1) z_{пj} \\ x_{пj}^2 + (-1)^j l_{пj} x_{пj} = \Phi(t), \end{cases} \quad (13)$$

где при $j=1$ вид уравнения для передней стенки полимерной зоны, а при $j=2$ — для задней стенки полимера.

Подставляя первое уравнение системы во второе, получим:

$$F(x_{пj}) = x_{пj}^2 + (-1)^j x_{пj} \cdot r_c \cdot c_{пj} (x_{пj} - 1) z_{пj} - \Phi(t) \quad (14)$$

Если жидкости при контакте друг с другом не образуют зону смеси, т. е. $ni = 0$, то система (13) принимает вид:

$$\begin{cases} l_{пj} = 0 \\ x_{пj}^2 = \Phi(t) \end{cases} \quad (15)$$

На основе приведенных формул были разработаны алгоритм и программа для расчета местонахождения границ закачиваемых в пласт жидкостей. Алгоритм состоит из следующих основных частей:

- определение в зависимости от момента времени расчета количества различных зон, образовавшихся в пласте;
- вычисление для каждой пары значений $x_{пj}$, $l_{пj}$ величины $\Phi(t)$
- выбор формул расчета для $x_{пj}$, $l_{пj}$ в зависимости от взаимной растворимости контактируемых жидкостей;
- вычисление границ зон и теплофизических параметров каждой зоны.

Если жидкости при контакте друг с другом образуют зону смеси ($l_{пj} \neq 0$), то решение уравнения (14) проводится с помощью стандартной подпрограммы определения корня нелинейного уравнения итерационным методом Ньютона.

В зоне чистой жидкости объемная теплоемкость и теплопроводность принимаются равными соответствующим теплофизическим показателям этой жидкости, а в зоне смеси двух жидкостей определяются в зависимости от насыщенности смеси по формулам:

$$\begin{cases} (c_{ж} \rho_{ж})_{см} = \rho c_{ж1} \rho_{ж1} + (1 - \rho) \cdot c_{ж2} \rho_{ж2} \\ (\lambda)_{см} = \rho \lambda_{ж1} + (1 - \rho) \lambda_{ж2}, \end{cases} \quad (1)$$

где $c_{ж1} \rho_{ж1}$, $\lambda_{ж1}$ — объемная теплоемкость и теплопроводность каждой из компонент, входящих в смесь.

Объемная теплоемкость и теплопроводность пористой среды, насыщенной жидкостью, вычисляются на основе задаваемой пористости пласта.

Разработанная программа является необходимой для работы программы решения дифференциального уравнения (1).

При разработке комплекса программ по расчету температурного поля в пласте мы стремились сделать его по возможности более универсальным. Расчет может быть проведен при наличии полимерной оторочки и без нее с различными вариантами растворимости контактирующих жидкостей. Такая универсальность разработанного комплекса позволила провести широкий круг исследований на ЭВМ по расчету температурных полей в пласте, что позволяет определить практически эффективные варианты вытеснения нефти оторочкой «горячего вала».

Литература

1. Решение с применением математических методов и ЭВМ некоторых задач нефтеотдачи. — Труды АзНИПИнефть, 1975, вып. XXXIII.
2. Забродин П. И., Раковский И. Л., Розенберг М. Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. — М.: Недра, 1968.
3. Мирзаджанзаде А. Х., Максудов Ф. Г., Хасаев А. М. и др. Теория и практика применения неравновесных систем в нефтедобыче. — Баку: Элм, 1985.
4. Джамалов И. М. Сроки существования тепловой оторочки при перемещении ее нагретой водой. — Нефтяное хозяйство, 1983, № 5, с. 31—32.
5. Азизбекова Ж. А., Лобачева С. А. О некоторых результатах промысловых исследований процесса перемещения тепловой оторочки. — АНХ, 1986, № 9, с. 16—20.

Г. Э. Маммадов, Ш. М. Рагимов, Н. М. Орлова, Ш. О. Гулиева

ИСТИЛИК ЗОНАСЫНЫН КӨМӨЖИ ИЛЭ НЕФТИН СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНА АИД БИР МЭСЭЛЭНИН ҺЭЛЛИ

Мәгалә ләјдә җарадылмыш истилик зонасынын истилијинин иткисинин җаршысы алынмаг шәрти илә нефтин сыхышдырылмасы мәсәләсинин һәллинә һәср олунмушдур. Истилик зонасынын җабагында вә архасында истиликкечирмә габиліјјәти кичик олан маје зоналары җарадылмыш, бу исә өз нөвбәсиндә истилик иткисинин җаршысыны алмыш вә истилијин сахланма мүддәтини артырмышдыр. Бу мәсәләнин һәлли сәрһәдләри дәјишән областларда истиликкечирмә тәнлијинин тәҗриби үсулларын тәтбиғи илә ЕҺМ-дә реализә едилмишдир. Җарадылмыш зоналарда мајенин физики-истилик кәстәричиләри нәзәр алынмышдыр.

G. A. Mamedov, Sh. M. Ragimov, N. V. Orlova, Sh. O. Guliyeva

TO THE SOLVING OF OIL DRIVE PROBLEM WITH THERMAL INSULATION EDGING OF HEATED LIQUID

Method of solving heat conductivity equation in oil drive process with thermal insulation edging for heated liquid is proposed.

Heterogeneous properties of thermophysical properties of pumped liquid as also taken into account.

УДК 622.276.031:532.529.5.001.57

П. В. БЕЗУХОВ, В. М. РОЗЕНБЕРГ

К РАСЧЕТУ СЛОЖНЫХ МНОГОФАЗНЫХ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ ТЕЧЕНИЙ

В настоящее время в гидродинамических расчетах эффективности новых методов увеличения нефтеотдачи пластов широко применяются многофазные многокомпонентные модели. Наибольшее распространение получили модели, основанные на конечно-разностных схемах с пятиточечной конечно-разностной аппроксимацией и явным методом расчета межузловых подвижностей фаз. Существенным недостатком таких конечно-разностных схем является ориентационный эффект, снижающий качество численного моделирования многофазной фильтрации в системе скважин. При моделировании многофазной фильтрации в процессах разработки с применением гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов или их комбинаций с физико-химическими методами величина оцениваемого технологического эффекта может быть сильно искажена из-за ориентационного эффекта конечно-разностной схемы.

В работах [1, 5, 6] рассмотрены причины возникновения ориентационного эффекта и приводятся некоторые методы его уменьшения. Для решения задач двухфазной фильтрации без учета капиллярных сил авторы работы [5] предложили специальный метод расчета межузловых подвижностей фаз, позволяющий уменьшить ориентационный эффект конечно-разностных схем с пятиточечной аппроксимацией. Согласно этому методу в расчетах межузловых подвижностей фаз можно применить «двухточечную гармоническую формулу»:

$$\lambda_{\alpha 1/2} = \frac{\lambda_{\alpha 2T}}{\sum_{\alpha=1}^2 \lambda_{\alpha 2T}} \cdot 2 \frac{\left(\sum_{\alpha=1}^2 \lambda_{\alpha B} \right) \left(\sum_{\alpha=1}^2 \lambda_{\alpha H} \right)}{\sum_{\alpha=1}^2 \lambda_{\alpha B} + \sum_{\alpha=1}^2 \lambda_{\alpha H}} \quad (\alpha=1, 2), \quad (1)$$

где $\lambda_{\alpha 1/2}$ — межузловая подвижность фазы α ; $\lambda_{\alpha 2T}$ — подвижность фазы, рассчитанная по двухточечному методу [1]; $\lambda_{\alpha B}$ — подвижность фазы вверх по потоку $\lambda_{\alpha H}$ — подвижность фазы вниз по потоку.

Принципы построения решений задач фильтрации в работах [2, 3] позволили реализовать аналогичный метод расчета межузловых подвижностей фаз для уменьшения влияния ориентационного эффекта.

Для оценки эффективности реализованного метода была проведена серия расчетов процесса вытеснения нефти водой из пяти- и семиточечных элементов равномерных обращенных систем размещения скважин. Вязкости нефти и воды были подобраны таким образом, что-

бы с фазовыми проницаемостями из работы [4] отношение подвижностей воды и нефти было близко к 5. При этом вязкость нефти составляла 25 мПа·с, а вязкость воды — 1 мПа·с.

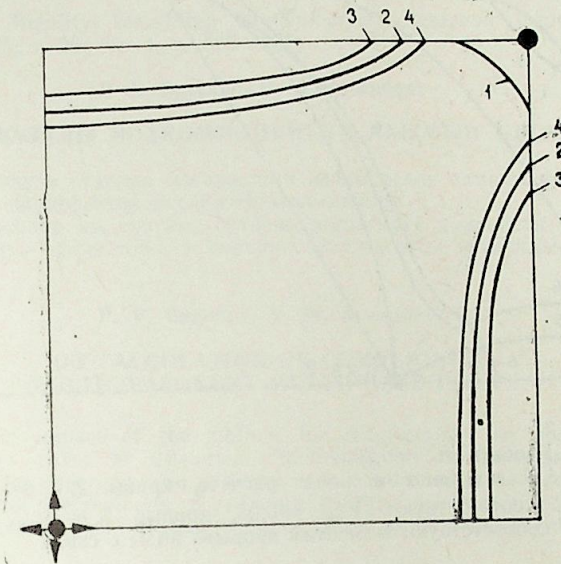


Рис. 1. Изосаты $S_B = 0,20$ при объеме закачки $\bar{V}_{\text{зак}} = 0,30$ объема пор: кривые 1—4 соответствуют 1—4-му расчетам

Проведено четыре расчета (1—4) для пятиточечного элемента и два (5-й и 6-й) для семиточечного. В 1-м, 2-м и 5-м расчетах межузловые подвижности фаз определялись обычным сносом вверх по потоку, а в 3-м, 4-м и 6-м вариантах использовались подпрограммы для вычисления этих подвижностей по формулам аналогичным (1). 1-й и 3-й расчеты выполнялись по диагональной конечно-разностной сетке 10×10 , покрывавшей 1/4 пятиточечного элемента, 2-й и 4-й — по параллельной сетке 14×14 (рис. 1). В 5-м и 6-м расчетах сетка 31×18 покрывала гидродинамически изолированный элемент, вырезанный из равномерной обращенной семиточечной системы размещения скважин (рис. 2).

Сопоставление результатов выполненных расчетов позволяет оценить ориентационный эффект при изменении ориентации сетки относительно направления фильтрационного потока в каждом конкретном случае.

Как видно из рис. 1, в 1-м расчете до момента прорыва вдоль осей сетки образуются языки, искажающие картину распределения насыщенностей (см. кр. 1). Во 2-м расчете распределение насыщенностей довольно реалистично (см. кр. 2). Вследствие ориентационного эффекта область проникновения языков в 1-м расчете накладывается на область целиков во 2-м. Разница между 1-м и 2-м расчетами достигает 30% по времени прорыва воды и 21% (7 абс. %) по нефтеотдаче на момент прорыва.

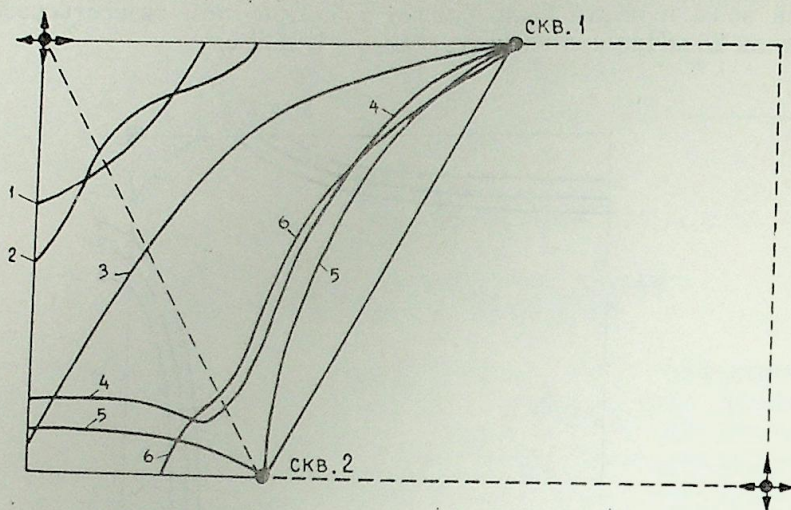


Рис. 2. Изосаты $S_B = 0,20$:
 кривые 1, 4, 5 получены в 6-м расчете, кривые 2, 3, 6 — в 5-м;
 кривые 1, 2 соответствуют $\bar{V}_{зак} = 0,03$, кривые 5, 6 — $\bar{V}_{зак} = 0,30$,
 кривые 3, 4 соответствуют моментам прорыва воды в скв. 1

Сопоставление результатов 3-го и 4-го расчетов показало, что в этом случае разница во времени прорыва воды составила 8,7%, а по нефтеотдаче на момент прорыва около 2 абс. %, что приблизительно в три раза меньше, чем в предыдущем случае.

В 5-м расчете языки быстро распространяются вдоль осей сетки (рис. 2, кр. 2, 3), что приводит к преждевременному прорыву воды в скв. 1. В то же время по диагонали в направлении к скв. 2 язык вообще не образуется, и фронт вытеснения приближается к ней вдоль оси сетки, захватывая область, в которой должен оставаться целик нефти (см. рис. 2, кр. 6). В шестом расчете получилось вполне реальное распределение насыщенностей (см. рис. 2, кр. 1, 4, 5).

Анализ результатов проведенных в настоящем исследовании расчетов показывает, что даже при неблагоприятном соотношении подвижностей фаз нам удалось существенно уменьшить ориентационный эффект.

Проведенные исследования свидетельствуют о целесообразности применения методов уменьшения ориентационного эффекта при решении задач фильтрации с изменением направления фильтрационных потоков.

Литература

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. — М.: Недра, 1982.—407 с.
2. Безухов П. В., Розенберг М. Д. Трехфазная фильтрация многокомпонентной жидкости в нефтяном пласте. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1983, № 5, с. 58—66
3. Розенберг В. М. Вытеснение газированной нефти раствором щелочи. — Сб. науч. тр. ВНИИ М., 1984, вып. 88, с. 84—91.

4. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. — М., Гостоптехиздат, 1963, с. 349—350.

5. Paul K. Vinsome, Anthony D. K. Au. One Approach to the Grid Orientation Problem in Reservoir Simulation. — Soc. Petrol. Eng. J., 1981, v. 21, No. 2, p. 160—161.

6. Potempa T. Mobility Weighting in Numerical Reservoir Simulation. — Soc. Petrol. Eng. J., 1985, v. 25, No. 4, p. 565—572.

П. В. Безухов, В. М. Розенберг

МҮРЭККЭБ ЧОХФАЗАЛЫ ЧОХКОМПОНЕНТЛИ АХЫМЫН ЁСАБАТЫНА ДАИР

Мөгалэдэ икнөлчүлү сүзүлмэ мәсэләсинин әдәди һәлли заманы фазаларын һәрәкәтинә истигамәтләниш эффектин тәсири өрәниллишидир.

Мүәјјән едилмишидир ки, сүзүлмә селинин истигамәти дәјишилән мәсәләләрин һәллиндә истигамәтләнмә эффектинин тәсиринин азалдылмасы үсулундан истифадә етмәк мөгсәдәүјгундур.

P. V. Bezuhov, V. M. Rozenberg

ON CALCULATION OF COMPLICATED MULTICOMPONENT MULTIPHASE FLOWS

Investigation of impact of the method for determining the phase mobilities on the grid-orientation effect at numerical modelling of two-dimensional filtration in the system of wells under adverse mobility ratio conditions is carried out.

It is shown that the methods of reducing the grid-orientation effect are expedient to be used for calculation of filtration with variation of flow direction.

УДК 622.276.21

М. Т. АБАСОВ, Г. И. ДЖАЛАЛОВ, А. М. МАМЕДОВ

О МЕТОДАХ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ЗАДАЧ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

В последние годы значительно увеличилось число углеводородных месторождений с трещиноватыми коллекторами, в связи с чем возрос интерес к изучению фильтрационных процессов в слагающих их породах

Как известно, фильтрация флюидов в трещиновато-пористой среде — явление, качественно отличное от фильтрации в обычной гранулярной среде.

Основное дифференциальное уравнение, описывающее неустановившуюся однофазную плоскорадиальную фильтрацию жидкости в таких пластах, имеет вид [3]:

$$\begin{cases} \frac{1}{\xi} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\xi \frac{\partial U_1}{\partial \xi} \right) = \beta \frac{\partial U_1}{\partial \tau} - \nu_1 (U_2 - U_1) \\ \frac{1}{\xi} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\xi \frac{\partial U_2}{\partial \xi} \right) = \frac{\partial U_2}{\partial \tau} + \nu_2 (U_2 - U_1), \end{cases} \quad (1)$$

где

$$U_j = \frac{P_j}{P_0} - 1; \quad \xi = \frac{r}{r_c}; \quad \tau = \frac{k_2 t}{\mu \beta_2 r_c^2};$$

$$\beta = \frac{\beta_1 k_2}{\beta_2 k_1}, \quad \nu_1 = \frac{\alpha r_c^2}{k_1}; \quad \nu_2 = \frac{\alpha r_c^2}{k_2}; \quad j = 1, 2.$$

Индекс 1 относится к системе трещин, а индекс 2 — к системе пор. Остальные обозначения общеприняты.

Точное решение большинства из решаемых гидродинамических задач, связанных с системой (1), даже при простейших начальных и граничных условиях наталкивается на значительные математические трудности и в настоящее время в литературе отсутствует.

Существуют работы [1, 2, 6, 13], в которых система (1) решалась различными способами. При этом либо делались какие-то упрощающие допущения при постановке задачи или в процессе решения [2, 6], либо решения находились для верхнего и нижнего пределов между которыми заключено истинное точное решение [1].

Гораздо более развитой областью являются исследования так называемых усеченных моделей фильтрации, получающихся из системы (1), в которой соответственно принимается $k_2=0$, $\beta_1=0$ или только $k_2=0$.

Точное решение задач о притоке однородной жидкости к прямолинейной галерее и к скважине произвольного радиуса, работающей с заданными дебитом, в трещиновато-пористом пласте с пренебрежимо малой проницаемостью блоков и любым соотношением упругоэластичности систем трещин и блоков получены в [14].

Как отмечено в работах [5, 11], в природных условиях во многих случаях встречаются трещиновато-кавернозные среды, у которых величины κ_j , β_j могут принимать самые различные значения и принятие $K_2=0$, $\beta_1=0$ не всегда допустимо. В таких случаях для исследования процесса фильтрации необходимо пользоваться полной системой уравнений (1) с соответствующими условиями.

В этом аспекте в работе [2] при решении задачи о восстановлении давления в скважине, дренирующей трещиновато-пористый пласт, приближенно определен диапазон времени, для которых следует учитывать трещинную пористость и проницаемость системы пор.

В работе [11] для решения различных одномерных нестационарных задач фильтрации флюидов в трещиновато-пористых пластах, описываемых системой (1), предлагается использовать метод интегральных соотношений.

Достаточно полный обзор этих исследований можно найти в [16, 17].

Несмотря на обширную информацию, основанную на многочисленных исследованиях, рассматриваемый вопрос остается нерешенным полностью и требует дальнейшего изучения, что необходимо, с одной стороны для оценки применимости приближенных решений, полученных в вышеуказанных работах, и, с другой стороны, для нахождения асимптотических формул, необходимых при интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин.

В связи с этим в данной работе для определения границ применимости усеченных моделей фильтрации при любых соотношениях проницаемостей и упругоэластичности системы трещин и блоков предлагается использовать метод, базирующийся на численном обращении интегрального преобразования Лапласа. На основе этого дается численно-аналитический алгоритм решения задач, изучаются вопросы применимости предложенного метода с помощью метода конечных разностей и интегральных соотношений, приводятся результаты расчетов конкретной задачи.

Краевая задача для осесимметричной фильтрации однородной жидкости к скважине в бесконечном пласте в случае использования системы (1) формулируется следующим образом [3, 16]: найти функции $U_j(\xi, \tau)$, удовлетворяющие в данной области $D = \{0 < \xi < \infty, 0 < \tau < \infty\}$ системе уравнений (1) и граничным и начальным условиям:

$$U_1(\xi, \tau)|_{\xi \rightarrow \infty} = U_2(\xi, \tau)|_{\xi \rightarrow \infty} = 0, \quad (2)$$

$$U_1(\xi, \tau)|_{\xi=1} = U_2(\xi, \tau)|_{\xi=1}, \quad (3)$$

$$\left(\frac{\partial U_1}{\partial \xi} + \varepsilon \frac{\partial U_2}{\partial \xi} \right) \Big|_{\xi=1} = Q_0, \quad (4)$$

$$U_1(\xi, \tau)|_{\tau=0} = U_2(\xi, \tau)|_{\tau=0} = 0, \quad (5)$$

где

$$\varepsilon = \frac{k_2}{k_1}; \quad Q_0 = \frac{\mu_0 Q_v}{2\pi h k_1 P_0}.$$

Решение краевой задачи (1)–(5) с помощью преобразований Лапласа имеет вид [13]:

$$\bar{\psi}_{1s}(\xi, s) = \frac{a_2(a_1 - 1)\omega_1(\xi, s) - a_1(a_2 - 1)\omega_2(\xi, s)}{\Omega_0(\xi, s)} \quad (6)$$

$$\bar{\psi}_{2s}(\xi, s) = \frac{(a_1 - 1)\omega_1(\xi, s) - (a_2 - 1)\omega_2(\xi, s)}{\Omega_0(\xi, s)} \quad (7)$$

где

$$a_1 = 1 + \frac{s - \tau_1^2}{\nu_2}; \quad a_2 = 1 + \frac{s - \tau_2^2}{\nu_2},$$

$$\omega_1(\xi, s) = K_0(\tau_1) K_0(\tau_2 \xi); \quad \omega_2(\xi, s) = K_0(\tau_2) K_0(\tau_1 \xi);$$

$$\Omega_0(\xi, s) = \frac{1}{\mu r_c^2} \{ k_1 s [\tau_2(a_2 + \varepsilon)(a_1 - 1)K_0(\tau_1)K_1(\tau_2) - \tau_1(a_1 + \varepsilon)(a_2 - 1)K_0(\tau_2)K_1(\tau_1)] \};$$

$$\sigma_1^2 = H_1 + \sqrt{H_1^2 - H_2}; \quad \sigma_2^2 = H_1 - \sqrt{H_1^2 - H_2}; \quad H_1 = 0,5(s\beta + \nu_2 + s + \nu_1);$$

$$H_2 = s^2\beta + s(\nu_2\beta + \nu_1); \quad \bar{\mu} = \frac{\mu_0}{\mu}; \quad \mu = 1 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$K_0(z)$, $K_1(z)$ — соответственно функции Макдональда нулевого и первого порядка;

$$\bar{\psi}_{js}(\xi, s) = -\frac{2\pi h r_c^2 U_{js} P_0}{\mu Q_v}; \quad U_{js} = \int_0^\infty U_j(\xi, \tau) e^{-s\tau} d\tau, \quad (8)$$

s — параметр преобразования Лапласа.

Ввиду сложности выражений (6) и (7) переход от изображения функции $\bar{\psi}_{js}(\xi, s)$ к оригиналу будем осуществлять методом численного обращения преобразования Лапласа по формуле [4, 10, 19, 20]:

$$\psi_j(\xi, \tau) = \frac{\ln^2}{\tau} \sum_{i=1}^N V_i \bar{\psi}_{js} \left(\xi, \frac{\ln^2}{\tau} i \right), \quad (9)$$

где

$$V_i = (-1)^{\frac{N}{2} + 1} \sum_{k=\lfloor \frac{i+1}{2} \rfloor}^{\min(i, \frac{N}{2})} \frac{k^{\frac{N}{2}} (2k)!}{\left(\frac{N}{2} - k\right)! k!(k-1)!(i-k)!(2k-i)!} \quad (10)$$

Количество перетока жидкости через систему блоков к системе трещин в каждый момент времени определяется формулой [14]:

$$W(t) = \frac{2\pi h a r_c^2}{\mu_0} \int_1^\infty \xi [P_2(\xi, \tau) - P_1(\xi, \tau)] d\xi \quad (11)$$

С учетом (6) и (7) выражение (11) в изображениях принимает вид:

$$W(s) = \frac{\alpha Q_v r_c^2 (a_1 - 1)(a_2 - 1)}{k_1 \varphi_0(s)} \left[\frac{K_0(\tau_2)_1 K(\tau_1)}{\tau_1} - \frac{K_0(\tau_1) K_1(\tau_2)}{\tau_2} \right], \quad (12)$$

где

$$\varphi_0(s) = s [\tau_2(a_2 - \varepsilon)(a_1 - 1)K_0(\tau_1)K_1(\tau_2) - \tau_1(a_1 + \varepsilon)(a_2 - 1)K_0(\tau_2)K_1(\tau_1)]$$

Переход от функции изображения $W(s)$ к ее оригиналу осуществляется с помощью формул (9) и (10).

В случае замкнуто-упругого режима условие на границе пласта запишется в виде:

$$\frac{\partial U_j}{\partial \xi} \Big|_{\xi=R_k} = 0, \quad j=1,2 \quad (13)$$

Используя ту же методику, что и для предыдущего случая, решаем задачу аналогичным путем.

С целью количественной оценки влияния значения проницаемости системы блоков и упругости системы трещин на фильтрационные характеристики, а также для обоснования применимости предлагаемого метода с помощью метода конечных разностей и интегральных соотношений на ЭВМ произведены расчеты для различных вариантов исходных параметров.

При вычислениях принималось:

$$k_1 = (10^{-13}; 8 \cdot 10^{-14}; 5 \cdot 10^{-14}; 10^{-14}) \text{ м}^2$$

$$k_2 = (10^{-16}; 0,05 \cdot 10^{-14}; 10^{-15}; 0,5 \cdot 10^{-14}; 5 \cdot 10^{-14}) \text{ м}^2$$

$$\beta_1 = (3,06 \cdot 10^{-12}; 1,53 \cdot 10^{-11}; 1,02 \cdot 10^{-10}) \text{ Па}^{-1}$$

$$\beta_2 = 2,04 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}; \quad \alpha = 7,2 \cdot 10^{-15}$$

$$\mu_0 = 13 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} \text{ и различных значений } r \text{ и } t.$$

Результаты расчетов оформлены в виде графиков и таблиц.

На рис. 1 приведены зависимости фильтрационных сопротивлений от времени, вычисленные по формуле (9) и по формуле (22) работы [14], полученной из вырожденной системы уравнений (1) при $\kappa_2 = 0$, $\beta_1 \neq 0$.

Кривые, представленные на рис. 1, показывают весьма существенное влияние значения проницаемостей κ_1 и κ_2 на распределения фильтрационных сопротивлений в системах блоков и трещин, причем характер этого влияния зависит как от времени, так и от координаты r . Уменьшение проницаемости в системе трещин естественно приводит к увеличению фильтрационных сопротивлений. Резкое увеличение фильтрационного сопротивления в окрестности скважины наблюдается в начальный момент времени. С улучшением значения проницаемости κ_2 фильтрационные сопротивления уменьшаются и в блоках, и в трещинах.

На рис. 2 указана зависимость относительной погрешности результатов, получаемых по усеченной модели [14], по сравнению с результатами настоящей работы.

Погрешность определялась по формуле:

$$\Delta = \frac{|\psi_j - \psi_{ycl}|}{\psi_j} \cdot 100\%$$

Из кривых видно, что с увеличением параметра κ_1 при любых значениях κ_2 и t относительная погрешность сильно уменьшается.

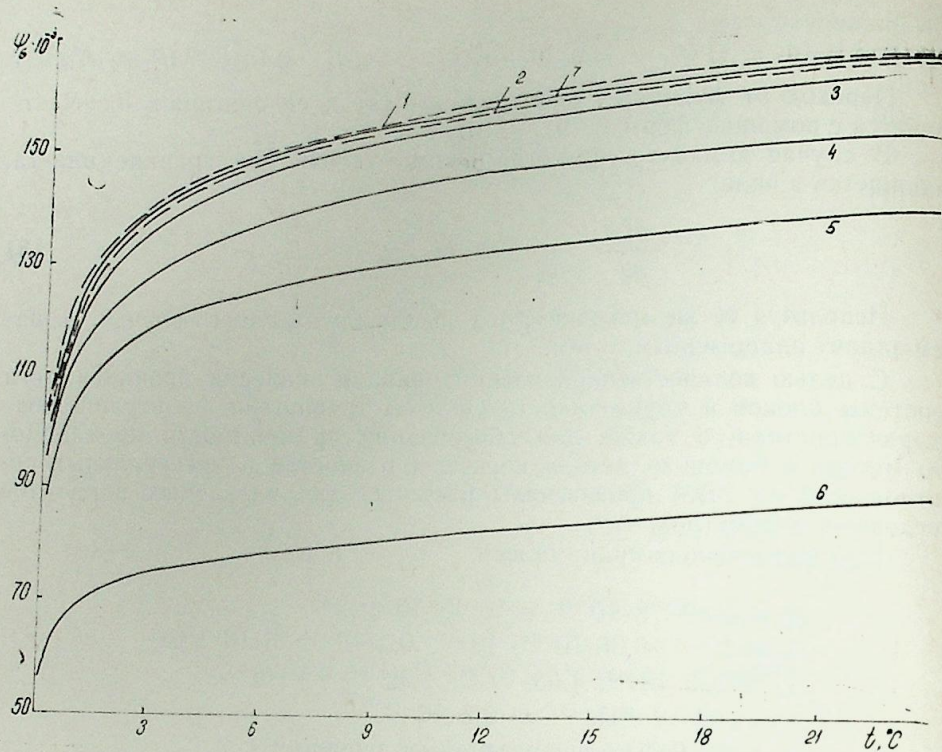


Рис. 1. Зависимость фильтрационных сопротивлений от времени при $K_1 = 5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, $u = 0,1 \text{ м}$:
 1— $K_2 = 10^{-16} \text{ м}^2$; 2— $K_2 = 5 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$; 3— $K_2 = 10^{-15} \text{ м}^2$; 4— $K_2 = 5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$;
 5— $K_2 = 10^{-14} \text{ м}^2$; 6— $K_2 = 5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$; 7— $K_2 = 0$

При малых значениях κ_1 увеличение κ_2 приводит к резкому увеличению Δ , а с увеличением κ_1 эти изменения ослабевают и стремятся к нулю.

Во всех вариантах при малых значениях κ_1 увеличение расстояния и времени приводит к увеличению относительной погрешности Δ .

Результаты выполненных машинных экспериментов свидетельствуют, что переход от полной модели трещиновато-пористой среды к вырожденной в рассматриваемых случаях оправдан при отношениях абсолютных значений проницаемостей системы блоков и трещин, удовлетворяющих неравенству

$$\varepsilon = \frac{\kappa_2}{\kappa_1} \leq 0,01.$$

Максимальное расхождение при этом не превышает 1%. Все это находится в согласии с ранее сделанными выводами [3, 14]. Точность формул, полученных по усеченной модели, существенно падает по мере роста параметра κ_2 и уменьшения значения проницаемости системы трещин κ_1 .

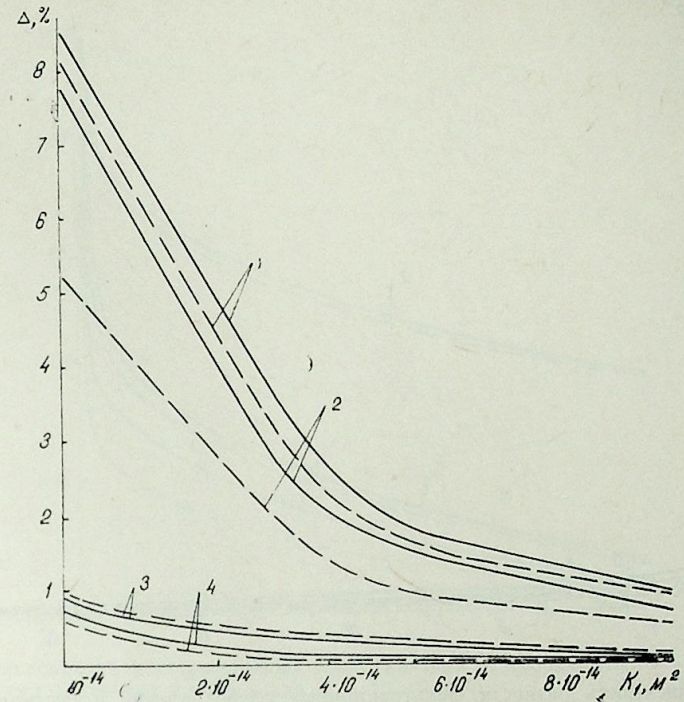


Рис. 2. Зависимость относительной погрешности функции от K_1 по результатам расчетов, полученным по формулам (9) и (22) в [14]:
 1— $K_2 = 10^{-15} \text{ м}^2$, $t = 960 \text{ ч}$; 2— $K_2 = 10^{-15} \text{ м}^2$, $t = 0,166 \text{ ч}$; 3— $K_2 = 10^{-15} \text{ м}^2$, $t = 960 \text{ ч}$; 4— $K_2 = 10^{-17} \text{ м}^2$, $t = 0,166 \text{ ч}$; Сплошные линии соответствуют $u = 0,1 \text{ м}$, пунктирные $u = 10 \text{ м}$

На рис. 3 и 4 приведены кривые зависимости от времени и расстояний функций $\Delta \psi_j = \psi_1 - \psi_2, \psi_j(r, t)$. (r, t). Из кривых видно, что увеличение расстояний от контура скважин оказывает на разность фильтрационных сопротивлений существенное влияние до определенного значения. При малых значениях проницаемости блоков чем меньше время, тем значительнее разница фильтрационных сопротивлений между системами блоков и трещин. С течением времени разность фильтрационных сопротивлений резко уменьшается и стремится к нулю при некотором $t = t_0$. Момент времени $t = t_0$ означает время полного истощения начального запаса жидкости в системах трещин, следовательно, дальнейший процесс фильтрации в трещиновато-пористом пласте будет осуществляться за счет объема жидкости, находящейся в системе блоков среды [8, 12].

Согласно сказанному при больших значениях времени процесс фильтрации будет описываться обычным уравнением пьезопроводности для гранулярной среды. Тогда выражение (6) в оригиналах принимает вид [18]:

$$\psi(r, t) = \frac{\mu r_c}{2\kappa_1} E_1 \left(-\frac{r^2}{4\kappa_1 t} \right). \quad (14)$$

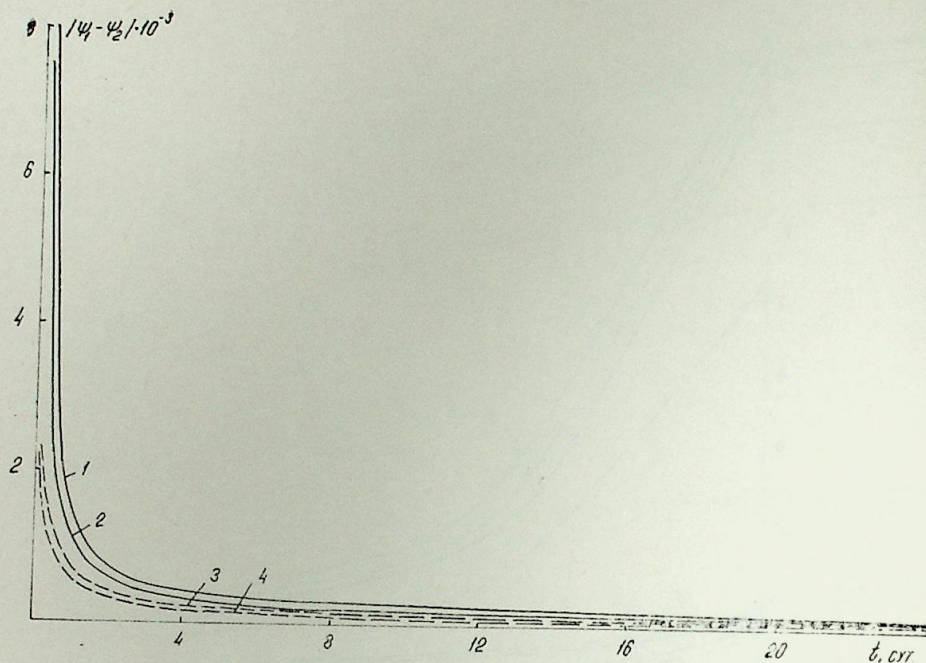


Рис. 3. Зависимость разности фильтрационных сопротивлений в системах блоков и трещин от времени для различных значений K_1 и c при $K_2 = 10^{-16} \text{ м}^2$; 1, 3— $K_1 = 10^{-14} \text{ м}^2$, соответствуют $c = 1 \text{ м}; 10 \text{ м}$; 2, 4— $K_1 = 10^{-13} \text{ м}^2$, соответствуют $c = 1 \text{ м}; 10 \text{ м}$

где

$$\alpha = \frac{\kappa_1}{\mu_0 \beta_2}$$

Наиболее характерным свойством переходных процессов в трещиноватой породе является запаздывание по сравнению со скоростью протекания аналогичного процесса в обычной пористой среде [3]. Для сравнения времени выравнивания фильтрационных сопротивлений в трещиновато-пористой и пористой средах нами проведены расчеты по формуле (14).

Сравнение динамики изменения во времени фильтрационных сопротивлений в пористой и трещиновато-пористой средах одинаковой пьезопроводности показывает, что в последней процессы происходят с запаздыванием вследствие большого объема жидкости, находящейся в малопроницаемых блоках [3]. Замена трещиновато-пористой среды пористой возможна только при малых значениях проницаемости пористых блоков. Увеличение значения проницаемости k_2 приводит к резкому расхождению между значениями фильтрационных сопротивлений вычисленных для этих сред.

В таблицах 1—3 для различных режимов разработки приведены результаты расчетов для функции $\psi_j(r, t)$ в зависимости от упруго-емкости системы трещин β_1 для различных моментов времени и расстояний. Для всех вариантов в начальный момент времени упруго-

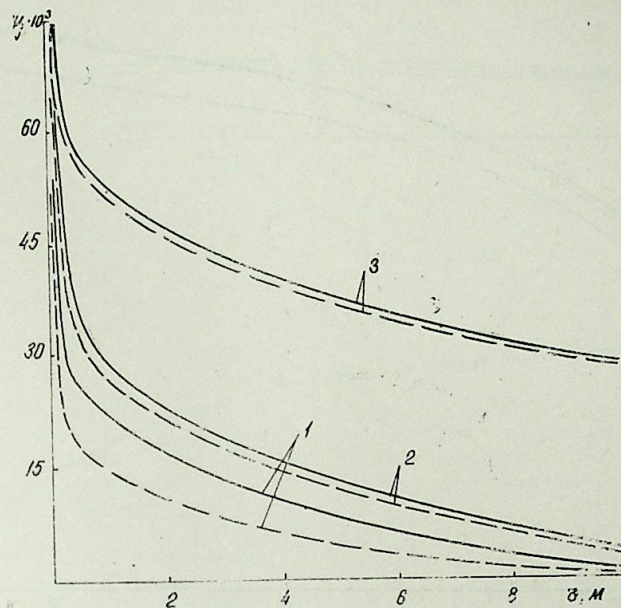


Рис. 4. Зависимость фильтрационных сопротивлений от координаты r при различных значениях времени для $K_1 = 10^{-13} \text{ м}^2$; $K_2 = 10^{-16} \text{ м}^2$; 1— $t = 0,166 \text{ ч}$; 2— $t = 1 \text{ ч}$; 3— $t = 24 \text{ ч}$; Сплошные линии соответствуют значению β_1 , пунктирные — 2

кость системы трещин оказывает существенное влияние на фильтрационные сопротивления. С увеличением времени влияние на величину фильтрационного сопротивления $\psi_j(r, t)$ при упруговодонапорном режиме пренебрежимо уменьшается, в то время как при замкнуто-упругом режиме, начиная с некоторого момента времени, оно все более возрастает.

При малых значениях расстояний от устья скважины (табл. 2) влияние упруго-емкости трещин при упруговодонапорном режиме на фильтрационное сопротивление как в системе трещин, так и в системе блоков мало, а при замкнуто-упругом режиме влияние β_1 существенно.

Из табл. 3 также видно, что при упруговодонапорном режиме влияние β_1 на фильтрационные сопротивления $\psi_j(r, t)$ не зависит от размеров залежи, в то время как при замкнуто-упругом режиме это влияние при малых размерах залежи существенно.

На рис. 5 приводятся некоторые результаты расчетов, проведенных по численно-аналитическому методу, по методам конечных разностей [15], а также по соответствующей формуле работы [11], полученной с помощью метода интегральных соотношений. Сравнение кривых показывает применимость с большой точностью предлагаемого численно-аналитического метода.

Изучение динамики перетока жидкости через границы системы трещин и блоков по длине пласта и во времени дает наглядное представление о характере распределения возмущения. Количественная

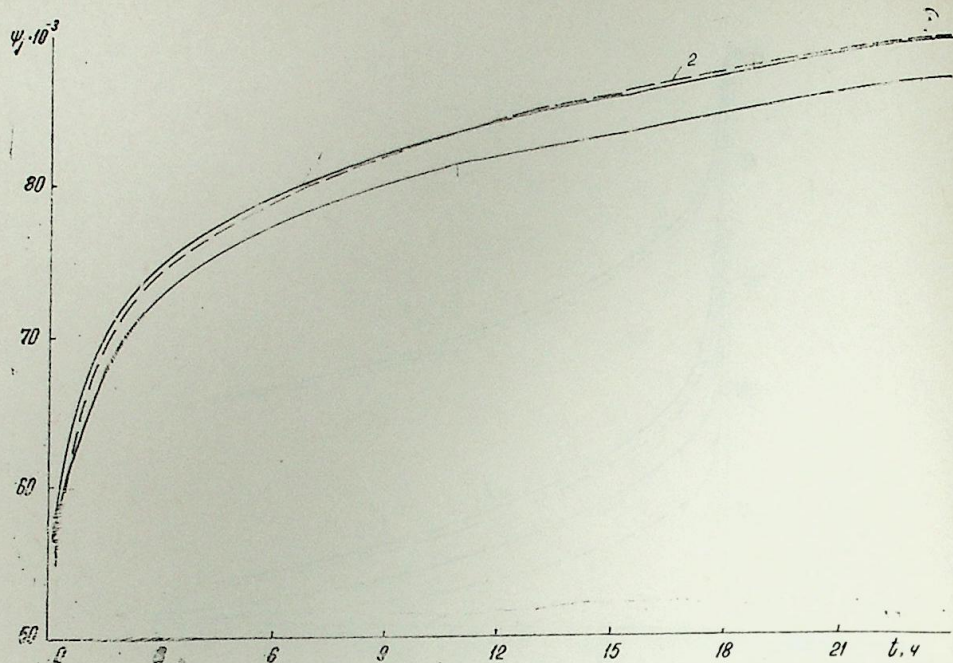


Рис. 5. Зависимость фильтрационных сопротивлений от времени, вычисленных по различным методам при $\mu = \mu_0$:

1—численно-аналитический метод; 2—метод конечных разностей; 3—метод интегральных соотношений

оценка перетока жидкости из системы блоков в систему трещин определялась по зависимостям (9)—(12) при следующих условиях:

$$\mu_0 = 13 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}, \quad \alpha = 7,2 \cdot 10^{-15}, \quad \tau' = \frac{t}{\tau_0}; \quad \tau_0 = \frac{\mu_0 \beta_2}{\alpha}$$

На рис. 6 показаны исходные кривые безразмерного интегрального объемного перетока жидкости между системами трещин и блоков для различных моментов времени τ' и различных соотношений параметров $\epsilon_1 = \epsilon = \frac{\kappa_2}{\kappa_1}$ и $\epsilon_2 = \frac{\beta_1}{\beta_2}$ соответственно. Из приведенных кривых следует, что переток жидкости из системы блоков в систему трещин в начальный момент времени происходит интенсивно, а с возрастанием времени по мере выравнивания давления в системах трещин и блоков величина $\frac{W}{Q_v}$ стабилизируется. Из рис. 6 также видно, что ко-

личество перетекающей жидкости из системы блоков в систему трещин в сильной мере зависит от ϵ_1 . Из анализа кривых рис. 6 следует, что чем меньше ϵ_1 , тем скорее наступает квазистационарный режим работы скважин. При очень малых значениях проницаемости блоков, например, при $\epsilon_1 \leq 0,01$ количество перетекающей жидкости очень мало отличается от такового при $\kappa_2 = 0$. С увеличением проницаемости системы блоков влияние ее делается заметным, причем оно проявляется сильнее при больших значениях времени.

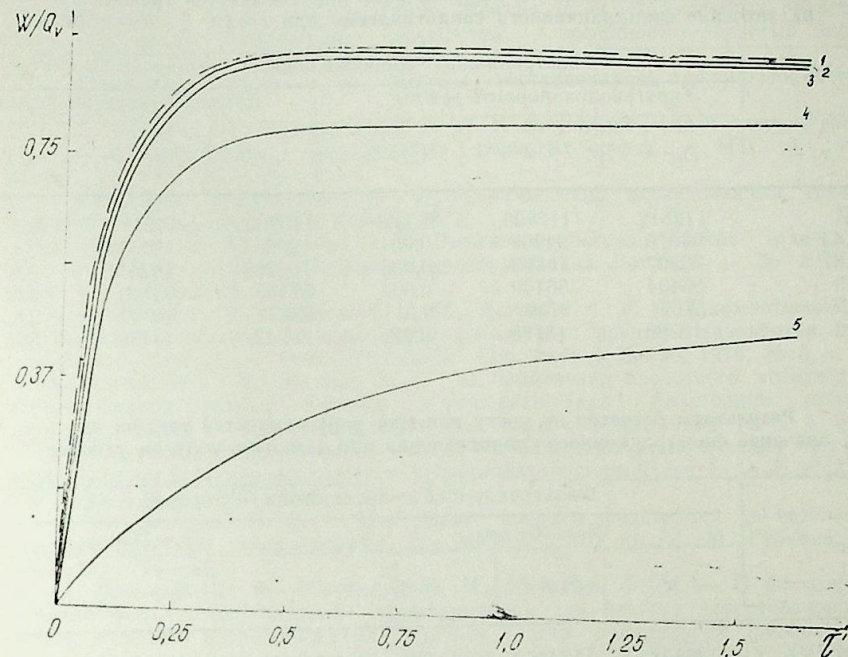


Рис. 6. Зависимость интегрального объемного перетока между трещинами и блоками от безразмерной времени для различных значений ϵ_1 и ϵ_2 :

1— $\epsilon_1 = 0$; $\epsilon_2 = 0,1$; 2— $\epsilon_1 = 0,001$; $\epsilon_2 = 0,1$; 3— $\epsilon_1 = 0,01$; $\epsilon_2 = 0,1$; 4— $\epsilon_1 = 0,1$; $\epsilon_2 = 0,1$; 5— $\epsilon_1 = 0,001$; $\epsilon_2 = 1$

Таблица 1

Результаты расчетов по учету влияния упругостей трещин на значение фильтрационного сопротивления при $R_k = 50 \Omega$ м

t, с	Фильтрационное сопротивление в трещинах и блоках, ψ_j					
	Упруговодонапорный режим			Замкнуто-упругий режим		
	$\beta_1 = 0$	$\beta_1 \neq 1$	$\Delta, \%$	$\beta_1 = 0$	$\beta_1 \neq 1$	$\Delta, \%$
10^2	51106	50294	1,6	51111	50299	1,6
$5 \cdot 10^2$	56173	5554 X	1,1	56177	55546	1,1
10^3	60047	59416	1,1	60051	59420	1,1
10^6	105290	104672	0,5	105369	104720	0,6
$5 \cdot 10^6$	112556	112442	0,1	123276	121404	1,5
16^7	112813	112808	0,004	143860	140117	2,7

С увеличением ϵ_2 величина $\frac{W}{Q_v}$ резко уменьшается. Так, например, с увеличением ϵ_2 от 0,1 до 1 количество перетекающей жидкости из системы блоков в систему трещин уменьшается в 2 раза.

Итак, применение указанного метода к решению нестационарных задач фильтрации жидкости в трещиновато-пористых средах дает хорошие результаты.

Таблица 2
 Результаты расчетов по учету влияния упругоэластичности трещин
 на значение фильтрационного сопротивления при $t=10^7$ с $R_k=500$ м

$r, \text{ м}$	Фильтрационное сопротивление в трещинах, ψ_1					
	Упругоупругий режим			Замкнуто-упругий режим		
	$\beta_1=0$	$\beta_1 \neq 0$	$\Delta, \%$	$\beta_1=0$	$\beta_1 \neq 0$	$\Delta, \%$
0,1	112812	112808	0,003	143860	140117	2,7
83,43	94010	94006	0,004	125057	121314	3,1
166,87	75207	75203	0,005	106255	102511	3,6
250,3	56404	56400	0,007	87453	83710	4,5
333,7	37601	37597	0,01	68672	64929	5,8
417,2	18799	18795	0,02	50242	46499	8,0

Таблица 3
 Результаты расчетов по учету влияния упругоэластичности трещин на
 значение фильтрационного сопротивления при замкнуто-упругом режиме

$t, \text{ с}$	Фильтрационное сопротивление в трещинах, ψ_1					
	$R_k=10$ м			$R_k=200$ м		
	$\beta_1=0$	$\beta_1 \neq 0$	$\Delta, \%$	$\beta_1=0$	$\beta_1 \neq 0$	$\Delta, \%$
10^6	183438	174162	5,3	116187	113859	2,0
$2 \cdot 10^6$	285403	266857	6,9	141778	137124	3,4
$3 \cdot 10^6$	387367	359552	7,7	167367	160387	4,3
$4 \cdot 10^6$	489332	452247	8,2	192956	183649	5,1
$5 \cdot 10^6$	591296	544942	8,5	218545	206912	5,6
$6 \cdot 10^6$	693260	637637	8,7	244134	230174	6,1
$7 \cdot 10^6$	795225	730332	8,9	269722	253437	6,4
$8 \cdot 10^6$	897189	823027	9,0	295311	276699	6,7
$9 \cdot 10^6$	999153	915722	9,1	320900	299962	7,0
10^7	1101117	1008416	9,2	346489	323224	7,2

Поэтому, используя этот метод и разработанные нами алгоритмы к готовым программам, можно подготовить таблицы для широкого набора входных физических параметров для выбора той или иной модели трещиновато-пористой среды.

Выводы

Показана возможность применения метода численного обращения преобразования Лапласа для построения решений краевых задач нестационарной фильтрации жидкости в трещиновато-пористых пластах при любых соотношениях проницаемостей и упругоэластичности системы трещин и блоков. Указан алгоритм реализации метода.

На основе полученных решений показана область применимости усеченных моделей трещиновато-пористой среды в зависимости от значений параметров K_1 , K_2 и β_1 .

Литература

1. Абасов М. Т., Азимов Э. Х., Салманова С. С. — О решении задач фильтрации нефти в трещиновато-пористых коллекторах. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1982, № 3, с. 43—49.

2. Авакян Э. А. Осесимметричные задачи неустановившейся фильтрации в трещиновато-пористых пластах. — Тр. ВНИИ, М.: Недра, 1967, вып. 50, с. 11—12.
 3. Беренблатт Г. Н., Желтов Ю. П., Кочина Н. Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиновато-пористых породах. — ПММ, 1960, т. XXIV, вып. 5, с. 852—864.
 4. Беляев Н. М., Рядно А. А. Методы нестационарной теплопроводности. — М.: Высшая школа, 1978.
 5. Бондарев Э. А., Николаевский В. Н. К постановке задач теории фильтрации однородной жидкости в трещиноватых пористых средах. — НТС по добыче. М.: Недра, 1966, вып. 30, с. 29—33.
 6. Временное руководство по гидродинамическим исследованиям трещиновато-пористых коллекторов. МНП ВНИИ, 1977.
 7. Горхберг Л. К., Лапшин Н. Н. Решение гидрогеологических задач с применением численных методов обращения преобразования Лапласа. — Тр. ВСЕГИНГЕО, с. 93—105, вып. 32, М.: 1970.
 8. Гусейнов Г. П., Багир-заде С. Н., Керимов А. Г. О взаимоотношениях средневзвешенных давлений и поведенческих показателей процесса разработки трещиновато-пористых пластов. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1976, № 5, с. 47—53.
 9. Джалалов Г. И., Мамиев В. С. О применении численного метода обращения преобразования Лапласа—Карсона к решению задач фильтрации жидкости при упругом режиме. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1980, № 1, с. 52—57.
 10. Джалалов Г. И., Мамедов А. М. Приближенно аналитический метод решения нелинейной фильтрации жидкости в трещиновато-пористой среде. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1986, № 5, с. 36—42.
 11. Калиновский Ю. В. — Некоторые вопросы фильтрации в истощенных трещиновато-пористых коллекторах. Тр. МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, М.: 1978, вып. 136, с. 40—56.
 12. Коваленко Э. К., Саттаров М. М., Муратова Ф. М. — О возможности применения формул «обобщенной проводимости» для расчета неустановившегося движения жидкости в трещиноватых моделях пласта при упругом режиме. — Теория и практика разработки нефтяных месторождений. Тр. УфНИИ, вып. XVIII, М.: Недра, 1969, с. 203—217.
 13. Кутляров В. С. Об определении параметров трещиновато-пористых пластов по данным нестационарного притока жидкости к скважинам. — Тр. ВНИИ, М.: Недра, 1967, вып. 50, с. 109—116.
 14. Кутляров В. С. Расчет притока однородной жидкости к галерее или скважине в трещиновато-пористом пласте. — Тр. ВНИИ, М.: Недра, 1974, вып. LX, с. 135—143.
 15. Мамедов А. М. Численное решение задачи фильтрации жидкости и газов в деформируемых трещиновато-пористых пластах. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1985, № 2, с. 92—100.
 16. Наказная Л. Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. — М.: Недра, 1972.
 17. Николаевский В. Н. и др. Механика насыщенных пористых сред. — М.: Недра, 1970.
 18. Чарный И. А. Подземная гидродинамика. — М.: Гостоптехиздат, 1963.
 19. Bellman R., Kalaba R., Lockett I. Numerical inversion of the Laplace transform. — American Elsevier, 1966.
 20. Communications of the ACM, 1970, v. 13, № 1. Algorithm 368.

М. Т. Абасов, Г. Н. Чалалов, А. М. Маммэдов

ЧАТЛЫ-МЭСАМЭЛИ КОЛЛЕКТОРЛАРДА МАЈЕНИН ГЭРАРЛАШМАМЫШ СҮЗҮЛМЭСИ МЭСЭЛЭЛЭРИНИН ҺӘЛЛ ҮСУЛЛАРЫ ҺАГГЫНДА

Мәгаләдән чат вә блок системләринин кечиричиликлә вә һәчм-эластиклик әмсалларынын ихтијари һиймәтләриндә чатлы-мәсамәли мунитләрдә сүзүлмә просессинин чырлашан моделләринин тәтбиғи сәрһәдини тәјин етмәк үчүн Лаплас чевирмәсинин әдәди үсулуна әсасланан үсул тәклиф едилмиш вә бунун әсасында әдәди-аналитик алгоритм верилмишдир. Тәклиф олуна үсулун жарарлылығы мәсәләси сонлу фәргләрә вә интеграл мүнәсибәтләри үсулларынын көмәји илә тәдгиг едилмишдир.

To determine application limits of truncated filtration models at any permeability and elastic capacity correlations of a system of fractures and blocks the authors suggest a method based on a numerical conversion of Laplace integral transformation. They give a numerical analytical algorithm to solve the problems. Study questions connected with the suggested method application by means of the method of ultimate differences and integral correlations, show the results of specific problem calculations.

УДК 622.276.038:532.5

К. И. КУЛИЕВ, А. Г. КЕРИМОВ

ДВИЖЕНИЕ ЖИДКОСТИ В НЕОДНОРОДНОМ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ С НЕПРОНИЦАЕМОЙ КРОВЛЕЙ

Неустановившийся приток жидкости к несовершенной по степени вскрытия скважине в гранулярных пластах исследован достаточно широко. В работах [2—5] отмечено, что для гидродинамических расчетов процесса разработки трещиноватых месторождений необходимо рассматривать движение жидкости к несовершенным скважинам. Некоторые работы [5—9] посвящены изучению притока жидкости к несовершенной скважине в трещиновато-пористых пластах. В отличие от работ [5—7, 9] в работе [8] решена полная система уравнения движения однородной жидкости к несовершенным скважинам в трещиновато-пористом пласте. В данной статье этот вопрос рассматривается в отношении слоистых трещиновато-пористых конечных пластов.

Постановка задачи

Предположим, что круговой трещиновато-пористый пласт состоит из двух пропластков с различными постоянными мощностями h_1 , h_2 , а также с различными постоянными значениями проницаемости и пьезопроводностей системы трещин. Этот пласт разрабатывается несовершенной по степени вскрытия центральной скважиной с постоянным дебитом Q . Кровля верхнего пропластка является непроницаемой. На внешних контурах обоих пропластков (в отличие от работы [9]) на подошве нижнего пропластка поддерживается постоянное давление, равное начальному пластовому давлению, P_0 . Требуется определить перепады давлений в произвольной точке пласта в зависимости от времени. Рассмотрим следующие характерные случаи.

1. Скважина вскрывает верхний пропласток и часть нижнего пропластка. Обозначим через b мощность вскрытой части нижнего пропластка. Теперь разделим условно нижний пропласток еще на два пропластка с мощностями $h_1 - b$ и b и обозначим давления в трещинах соответствующих пропластков через P_{r1} и P_{r2} . При этом уравнения, которым удовлетворяют давления, будут представлены в следующем виде [1]:

$$\frac{\partial P_{r1}}{\partial t} - \tau_{11} \frac{\partial \Delta P_{r1}}{\partial t} = z_1 \Delta P_{r1}, \quad 0 \leq z \leq h_1 - b \quad (1)$$

$$\frac{\partial P'_{r1}}{\partial t} - \tau_{11} \frac{\partial \Delta P'_{r1}}{\partial t} = z_1 \Delta P'_{r1}, \quad h_1 - b \leq z \leq h_1 \quad (2)$$

$$\frac{\partial P_{r2}}{\partial t} - \tau_{12} \frac{\partial \Delta P_{r2}}{\partial t} = z_2 \Delta P_{r2}, \quad h_1 \leq z \leq h_2 \quad (3)$$

а граничные и начальные условия будут в виде:

$$\frac{\kappa_{\tau 2}}{\mu} \frac{\partial P_{\tau 2}}{\partial t} + \eta_2 \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P_{\tau 2}}{\partial z} \right) = 0 \text{ при } z=h, P_{\tau 1} = P_0 \text{ при } z=0 \quad (4)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{\kappa_{\tau 1}}{\mu} \frac{\partial P_{\tau 1}}{\partial r} + \eta_1 \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P_{\tau 1}}{\partial r} \right) &= 0 \\ 2\pi r \left\{ \int_{h_1}^{h_1} \left[\frac{\kappa_{\tau 1}}{\mu} \frac{\partial P'_{\tau 1}}{\partial r} + \eta_1 \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P'_{\tau 1}}{\partial r} \right) \right] dr + \int_{h_1}^h \left[\frac{\kappa_{\tau 2}}{\mu} \frac{\partial P_{\tau 2}}{\partial r} + \right. \right. \\ \left. \left. + \eta_2 \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P_{\tau 2}}{\partial r} \right) \right] dz \right\} &= 0 \end{aligned} \right\} \text{ при } r=R_c,$$

$$P_{\tau 1} = P'_{\tau 1}, \frac{\kappa_{\tau 1}}{\mu} \frac{\partial P_{\tau 1}}{\partial z} + \eta_1 \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P_{\tau 1}}{\partial z} \right) = \frac{\kappa_{\tau 1}}{\mu} \frac{\partial P'_{\tau 1}}{\partial z} + \eta_1 \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P'_{\tau 1}}{\partial z} \right) \text{ при } z=h_1-b, \quad (5)$$

$$P'_{\tau 1} = P_{\tau 2}, \frac{\kappa_{\tau 1}}{\mu} \frac{\partial P'_{\tau 1}}{\partial z} + \eta_1 \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P'_{\tau 1}}{\partial z} \right) = \frac{\kappa_{\tau 2}}{\mu} \frac{\partial P_{\tau 2}}{\partial z} + \eta_2 \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P_{\tau 2}}{\partial z} \right) \text{ при } z=h_1$$

$$P_{\tau 1} = P'_{\tau 1} = P_{\tau 2} = P_0 \text{ при } r = R_c, P_{\tau 1} = P'_{\tau 1} = P_{\tau 2} = P_0 \text{ при } t = 0,$$

где $\eta_1 = \frac{\kappa_{\tau 1}}{a}$; $\alpha_1 = \frac{\kappa_{\tau 1}}{\mu \beta_0}$; $\beta_0 = \beta_5 + \beta m_6$; α — некоторая характеристика трещиновато-пористой породы, характеризующая интенсивность обмена жидкости между блоками и трещинами; μ — вязкость жидкости; β — сжимаемость жидкости; $\kappa_{\tau 1}$ — проницаемость трещин, m_6 — пористость блоков; β_6 — сжимаемость блоков; R_c и R_k — радиус скважины и контура пласта; r и z — цилиндрические координаты произвольной точки пласта; t — время.

Решения уравнений (1—3), удовлетворяющие условиям (4, 5), имеют вид:

$$P_{\tau} - P_0 = u(r, z) + \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} M_{nm} \varphi_{nm}(z) \varphi(\lambda_n r) e^{-\delta_{nm} t}, \quad (6)$$

$$P_{\tau}, u, \psi_{nm} = \begin{cases} P_{\tau 1}, u_1, \psi_{nm}^{(1)} & \text{при } 0 \leq z \leq h_1 - b, \\ P'_{\tau 1}, u'_1, \psi_{nm}^{(1)} & \text{при } h_1 - b \leq z \leq h_1, \\ P_{\tau 2}, u_2, \psi_{nm}^{(2)} & \text{при } h_1 \leq z \leq h. \end{cases}$$

$$u'_1 = u_0(r) + \sum_{n=1}^{\infty} (B_n \text{sh} \lambda_n z + C_n \text{ch} \lambda_n z) \varphi(\lambda_n r), u_0 = \frac{-\mu Q}{2\pi(\kappa_{\tau 1} b + \kappa_{\tau 2} h_2)} \ln \frac{R_c}{r},$$

$$u_1 = \sum_{n=1}^{\infty} A_n \text{sh} \lambda_n z \varphi(\lambda_n r), u_2 = u_0(r) + \sum_{n=1}^{\infty} D_n \text{ch} \lambda_n (h - z) \varphi(\lambda_n r),$$

$$\psi_{nm}^{(1)} = \frac{\sin \nu_{nm}^{(1)} z}{\sin \nu_{nm}^{(1)} k_1}, \psi_{nm}^{(2)} = \frac{\cos \nu_{nm}^{(2)} (h - z)}{\cos \nu_{nm}^{(2)} h_2}, \nu_{nm}^{(1)} = \frac{\delta_{nm}}{\alpha_1 - \delta_{nm} \eta_1} - \lambda_n^2,$$

$$M_{nm} = -\frac{1}{N_{nm}} \left\{ \varepsilon_{nm}^{(1)} A_n \int_{h_1-b}^{h_1-b} \text{sh} \lambda_n z \psi_{nm}^{(1)}(z) dz + \varepsilon_{nm}^{(2)} \int_{h_1-b}^{h_1} (a_n + B_n \text{sh} \lambda_n z + C_n \text{ch} \lambda_n z) \psi_{nm}^{(1)}(z) dz + \varepsilon_{nm}^{(2)} \int_{h_1}^h [a_n + D_n \text{ch} \lambda_n (h - z)] \psi_{nm}^{(2)}(z) dz \right\},$$

$$N_{nm} = \varepsilon_{nm}^{(1)} \int_{h_1}^{h_1} \psi_{nm}^{(1)2}(z) dz + \varepsilon_{nm}^{(2)} \int_{h_1}^h \psi_{nm}^{(2)2}(z) dz, a_n = \frac{-\mu Q}{\pi \lambda_n R_c (\kappa_{\tau 1} b + \kappa_{\tau 2} h_2) (E_2 - E_1)},$$

$$\varepsilon_{nm}^{(i)} = \frac{\kappa_{\tau i} \alpha_i}{(\alpha_i - \delta_{nm} \eta_i)^2}, b_n = \kappa_{\tau 2} \text{sh} \lambda_n h_1 \text{sh} \lambda_n h_2 + \kappa_{\tau 1} \text{ch} \lambda_n h_1 \text{ch} \lambda_n h_2,$$

$$A_n = \frac{a_n}{b_n} (\kappa_{\tau 1} \text{sh} \lambda_n b \text{ch} \lambda_n h_2 + \kappa_{\tau 2} \text{sh} \lambda_n h_2 \text{ch} \lambda_n b), C_n = -a_n \text{ch} \lambda_n (h_1 - b),$$

$$B_n = \frac{a_n}{b_n} \text{ch} \lambda_n (h_1 - b) (\kappa_{\tau 1} \text{sh} \lambda_n h_1 \text{ch} \lambda_n h_2 + \kappa_{\tau 2} \text{ch} \lambda_n h_1 \text{sh} \lambda_n h_2),$$

$$D_n = -\frac{a_n}{b_n} \kappa_{\tau 1} \text{ch} \lambda_n (h_1 - b), \varphi = I_0(\lambda_n r) Y_0(\lambda_n R_c) - I_0(\lambda_n R_c) Y_0(\lambda_n r),$$

$$E_1 = \lambda_n R_c [I_0(\lambda_n R_c) Y_0(\lambda_n R_c) - I_0(\lambda_n R_c) Y_0(\lambda_n R_c)],$$

$$E_2 = \lambda_n R_c [J_1(\lambda_n R_c) Y_1(\lambda_n R_c) - I_1(\lambda_n R_c) Y_1(\lambda_n R_c)]$$

λ_n — корни уравнения

$$I_0(\lambda R_c) Y_1(\lambda R_c) - I_1(\lambda R_c) Y_0(\lambda R_c) = 0, \quad (7)$$

δ_{nm} — корни уравнения

$$\kappa_{\tau 1} \nu_{nm}^{(1)} \text{ctg} \nu_{nm}^{(1)} h_1 - \kappa_{\tau 2} \nu_{nm}^{(2)} \text{tg} \nu_{nm}^{(2)} h_2 = 0, \quad (8)$$

I_0, Y_0 и I_1, Y_1 — бесселевы функции, соответственно, первого и второго рода нулевого и первого порядка.

2. Скважина вскрывает только часть верхнего пропластка. Мощность не вскрытой части верхнего пропластка обозначим через b . Для решения задачи разделим условно верхний пропласток еще на два пропластка с мощностями $h_2 - b$ и b и обозначим давление в трещинах этих пропластков через $P_{\tau 2}$ и $P'_{\tau 2}$. В этом случае уравнения (1), (3) остаются, только координата z будет меняться ($0 \leq z \leq h_1$) и ($h_1 + b \leq z \leq h$), соответственно, а уравнение (2) будет в следующем виде:

$$\frac{\partial P'_{\tau 2}}{\partial t} - \eta_2 \frac{\partial \Delta P'_{\tau 2}}{\partial t} \alpha_2 \Delta P'_{\tau 2}, \quad h_1 \leq z \leq h_1 + b. \quad (9)$$

Граничные и начальные условия, соответствующие этому случаю, имеют следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} \frac{k_{r1}}{\mu} \frac{\partial P_{r1}}{\partial r} + \gamma_{11} \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P_{r1}}{\partial r} \right) &= \frac{k_{r2}}{\mu} \frac{\partial P_{r2}}{\partial r} + \gamma_{12} \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P_{r2}}{\partial r} \right) = 0 \\ 2\pi r \int_{h_1+b}^h \left[\frac{k_{r2}}{\mu} \frac{\partial P_{r2}}{\partial r} + \gamma_{12} \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P_{r2}}{\partial r} \right) \right] dz &= Q \end{aligned} \right\} \text{при } r=R_c,$$

$$P_{r1} = P_{r2}, \quad \frac{k_{r2}}{\mu} \frac{\partial P_{r1}}{\partial z} + \gamma_{11} \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P_{r1}}{\partial z} \right) = \frac{k_{r2}}{\mu} \frac{\partial P_{r2}}{\partial z} + \gamma_{12} \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P_{r2}}{\partial z} \right) \quad \text{при } z=h_1,$$

$$P'_{r2} = P_{r2}, \quad \frac{k_{r2}}{\mu} \frac{\partial P'_{r2}}{\partial z} + \gamma_{12} \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P'_{r2}}{\partial z} \right) = \frac{k_{r2}}{\mu} \frac{\partial P_{r2}}{\partial z} + \gamma_{12} \beta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P_{r2}}{\partial z} \right) \quad \text{при } z=h_1+b,$$

$$P_{r1} = P'_{r2} = P_{r2} = P_0 \quad \text{при } r = R_c, \quad P_{r1} = P'_{r2} = P_{r2} = P_0 \quad \text{при } t = 0$$

Условия (4) те же самые, что и в первом случае.

Решения уравнений, удовлетворяющие условиям (4), (9), остаются в виде (6), но здесь будем иметь:

$$P_{r1}, u_1, \psi_{nm}^{(1)} \quad \text{при } 0 \leq z \leq h_1,$$

$$P_r, u, \psi_{nm} = P_{r2}, u_2, \psi_{nm}^{(2)} \quad \text{при } h_1 \leq z \leq h_1+b,$$

$$P_{r2}, u_2, \psi_{nm}^{(2)} \quad \text{при } h_1+b \leq z \leq h,$$

$$u'_i = \sum_{n=1}^{\infty} (B_n \text{sh} \lambda_n z + C_n \text{ch} \lambda_n z) \psi_{nm}^{(1)}(r), \quad u_0 = \frac{-\mu Q}{2\pi k_{r2}(h_2-b)} - \ln \frac{R_c}{r},$$

$$M_{nm} = \frac{-1}{N_{nm}} \left\{ \varepsilon_{nm}^{(1)} A \int_0^{h_1} \text{sh} \lambda_n z \psi_{nm}^{(1)}(z) dz + \varepsilon_{nm}^{(2)} \int_{h_1}^{h_1+b} (B_n \text{sh} \lambda_n z + \right.$$

$$\left. + C_n \text{ch} \lambda_n z) \psi_{nm}^{(1)}(z) dz + \varepsilon_{nm}^{(2)} \int_{h_1+b}^h [a_n + D_n \text{ch} \lambda_n (h-z)] \psi_{nm}^{(1)}(z) dz \right\},$$

$$A_n = \frac{a_n}{b_n} k_{r2} \text{sh} \lambda_n (h_2-b), \quad B_n = \frac{a_n}{b_n} \text{sh} \lambda_n (h_2-b) (k_{r1} \text{ch}^2 \lambda_n h_1 - k_{r2} \text{sh}^2 \lambda_n h_1),$$

$$C_n = \frac{a_n}{z_n} (k_{r2} - k_{r1}) \text{sh} \lambda_n (h_2-b) \text{sh} \lambda_n h_1 \text{ch} \lambda_n h_1, \quad a_n = \frac{-\mu Q}{\pi k_{r2} \lambda_n R_c (h_2-b) (E_2 - E_1)},$$

$$D_n = -\frac{a_n}{b_n} (k_{r1} \text{ch} \lambda_n h_1 \text{ch} \lambda_n h + k_{r2} \text{sh} \lambda_n h_1 \text{sh} \lambda_n b).$$

Остальные величины, входящие в решение (5), те же самые, что и в первом случае.

3. Скважина вскрывает верхний пропласток на полную мощность.

Если в первом и во втором случаях примем $b=0$, то получим решение для этого случая.

Выражение давления в блоках P_{r1} определяется по формуле:

$$k_{r1} \Delta P_{r1} + \alpha (P_{0t} + P_{r1}) = 0 \quad (10)$$

где Δ — оператор Лапласа.

Очевидно, что средний перепад давления в первом случае в трещинах определяется в виде:

$$\begin{aligned} (P_0 - P_r)_{\text{ср}} &= \frac{1}{h_2+b} \int_{h_1-b}^h (P_0 - P_r) dz = \\ &= \frac{1}{h_2+b} \left[\int_{h_1-b}^{h_1} (P_0 - P_{r1}) dz + \int_{h_1}^h (P_0 - P_{r2}) dz \right]. \end{aligned} \quad (11)$$

Если подставим сюда выражение P_{r1} из (6), то получим:

$$\begin{aligned} (P_0 - P_r)_{\text{ср}} &= \frac{-u}{8.64} - \frac{1}{8.64(h_2+b)} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\varphi(\lambda_n r)}{\lambda_n} \{ B_n [\text{ch} \lambda_n h_1 - \\ &- \text{ch} \lambda_n (h_1 - b)] + D_n \text{sh} \lambda_n h_2 + C_n [\text{sh} \lambda_n h_1 - \text{sh} \lambda_n (h_1 - b)] \} - \\ &- \frac{1}{8.64(h_2+b)} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} M_{nm} \varphi(\lambda_n r) \frac{\text{tg} \psi_{nm}^{(2)} h_2}{\psi_{nm}^{(2)}} e^{-5.64 \lambda_n m t} \end{aligned} \quad (12)$$

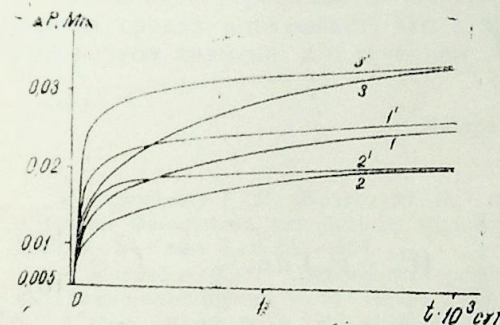


Рис. 1. Влияние значений h_1 , h_2 и b на изменение во времени перепада давления, когда скважина вскрывает верхний пропласток и часть нижнего пропластка

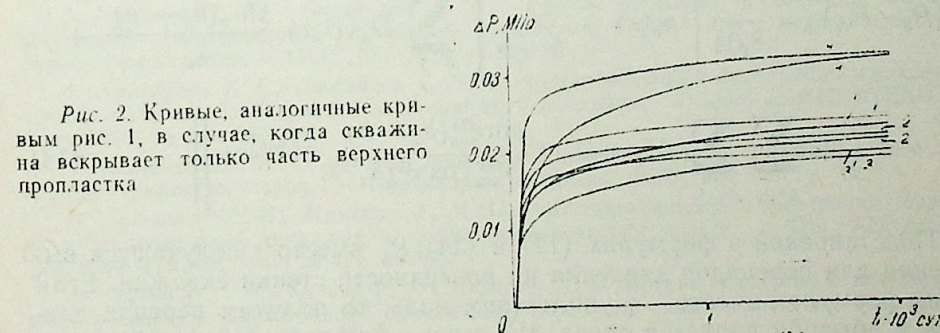


Рис. 2. Кривые, аналогичные кривым рис. 1, в случае, когда скважина вскрывает только часть верхнего пропластка

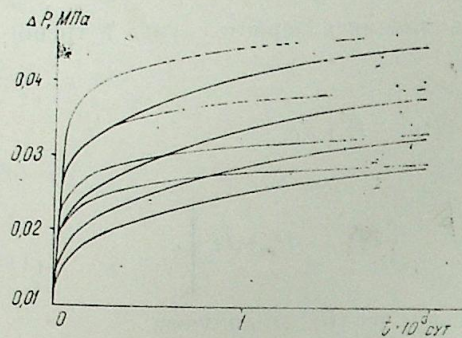
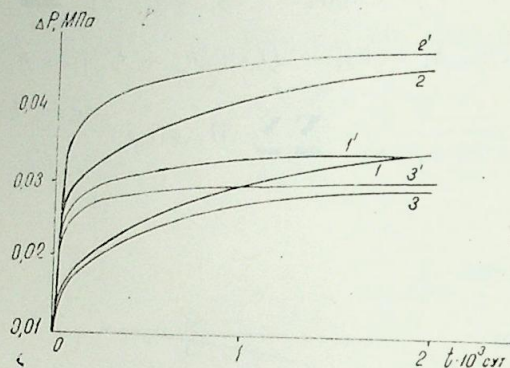


Рис. 3. Кривые, аналогичные кривым рис. 1 и 2, в случае, когда скважина вскрывает верхний пропласток на полную мощность

Рис. 4. Сравнение перепада давлений во времени для случаев 1—3



Во втором случае:

$$(P_0 - P_{T2})_{cp} = \frac{1}{h_2 - b} \int_{h_1 + b}^h (P_0 - P_{T2}) dz \quad (13)$$

Если подставим сюда выражение P_{T1} из (6), то получим:

$$(P_0 - P_{T2})_{cp} = \frac{1}{8,64} \left\{ u_0(r) + \frac{1}{h_2 - b} \left[\sum_{n=1}^{\infty} D_{n\varphi}(\lambda_n r) \frac{\text{sh} \lambda_n (h_2 - b)}{\lambda_n} + \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} M_{nm} \gamma(\lambda_n r) \frac{\text{sin} v_{nm}^{(2)}(h_2 - b)}{v_{nm}^{(2)} \text{cos} v_{nm}^{(2)} h_2} e^{-8,64 \epsilon_{nmt}} \right] \right\} \quad (14)$$

Подстановкой в формулах (12) и (14) R_c вместо r получают выражения для перепадов давления на поверхности стенки скважин. Если в этих формулах вместо γ_1 подставим ноль, то получим перепад давления в обычной пористой среде. На основе формулы (12) и (14) про-

изведены соответствующие расчеты на ЭВМ. Результаты расчетов приведены на рис. 1—4. Сравнены изменения перепадов давлений на поверхности стенки скважины в зависимости от времени при различных значениях мощностей, проницаемостей и степенях вскрытия этих пропластков. Кроме того, сравнены перепады давлений в трещиновато-пористых и гранулярных средах.

На рис. 1—4 кривые 1', 2', 3', и 4' соответствуют гранулярной среде, а 1, 2, 3, 4 трещиновато-пористым средам. Значения η_1 , η_2 , k_{T1} , k_{T2} для всех случаев остаются постоянными и равны 100 м², 200 м², 1 и 2 мкм², соответственно.

Рис. 1 построен по формуле (12) при следующих значениях параметров: 1,1' и 2,2' — $h_1 = h_2 = 20$ м, $b = 5$ м и 10 м, соответственно; 3,3' — $h_1 = 15$ м, $h_2 = 25$ м, $b = 5$ м; 4,4' — $h_1 = 25$ м, $h_2 = 15$ м, $b = 5$ м.

Рис. 2 построен по формуле (14) при следующих значениях параметров: 1—3 и 1'—3' — $h_1 = h_2 = 20$ м; 4,4' — $h_1 = 25$ м, $h_2 = 15$ м; 1,1' — $b = 5$ м; 2,2' — $b = 2,5$ м; 3,3' — $b = 10$ м; 4,4' — $b = 2,5$ м.

Рис. 3 построен для третьего случая по формуле (12) при вышеуказанных параметрах и мощностях 1,1' — $h_1 = h_2 = 20$ м; 2,2' — $h_1 = 15$, $h_2 = 25$ м; 3,3' — $h_1 = 25$, $h_2 = 15$ м.

На рис. 4 сравнены случаи 1—3 при следующих значениях параметров: $h_1 = 25$ м, $h_2 = 15$ м, $b = 5$ м. Кривые 1,1'; 2,2'; 3,3' соответствуют случаям 1—3, соответственно.

Как видно из рис. 1—4, значения проницаемостей и мощностей пропластков, а также степень вскрытия пропластков оказывают соответствующее влияние на перепад давлений.

Сравнение перепадов давлений в трещиновато-пористых и гранулярных средах показывает, что эти перепады различаются в начальный период времени, а с течением времени они быстро приближаются.

Литература

1. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина И. Н. Об основных представлениях о теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. — ПММ, 1960, т. 24, вып. 5, с. 852—864.
2. Майдебор В. Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. — М.: Недра, 1980.
3. Соколовский Э. В., Белов В. В. Влияние степени вскрытия мощных трещиноватых коллекторов на дебит скважины. — Нефтяное хозяйство, 1976, № 2, с. 47—49.
4. Минчева Р. М. Особенности и общие закономерности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. — Тр. МИНХ и ГП, 1967, вып. 66.
5. Гусейнов Г. П., Багир-заде С. Н. Приток жидкости к скважине, частично вскрывшей неоднородный трещиновато-пористый пласт при неустановившемся режиме фильтрации. — АНХ, 1971, № 8, с. 22—25.
6. Амирбеков Т. С., Джалалов Г. И. О неустановившейся фильтрации жидкости в трещиновато-пористой среде к несовершенной скважине. Уч. зап. АЗИНЕФТЕХИМА, Баку, 1972, № 1, с. 20—24.
7. Райченко Л. М. О притоке жидкости к несовершенной скважине в слое трещиновато-пористых пород. — Прикладная механика, 1976, вып. 11, т. 12.
8. Джалалов Г. И., Мамедов А. М. О неустановившейся фильтрации жидкости к несовершенной скважине в трещиновато-пористом пласте. — Изв. АН АЗССР. Сер. наук о Земле, 1984, № 4, с. 8—15.
9. Гусейнов Г. П., Кулиев К. И., Керимов А. Г. Приток жидкости к несовершенной скважине в двухслойном трещиновато-пористом пласте. — Изв. АН АЗССР. ФТМН, 1982, № 3, с. 118—125.

ТАВАНЫ КЕЧИРМЭЛЭН ЧАТЛЫ-МƏСƏМƏЛИ ГЕЛРИ-БИРЧИНС
ЛАЈДА МАЈЕНИН АХЫНЫ

Фəрз олунур ки, чаты-мəсəмəли лəј лəјачма дərəчəснə кərə гејри-там гују васитəси илə ачылмышдыр. Гују лəјын мəркəзиндə јерлəшмишдыр. Лəјын таваны кечирмэздыр. Гујуда дебит, лəјын харичи сəрхəддиндə вə дəшəмəсндə исə тəзјиг верилмишдыр. Лəј мұхтəлиф кечиричишкди вə мұхтəлиф гəливлыгы ики тəбəгəдэн ибарəтдыр.

Лəјын гују васитəси илə ачылма дərəчəсндэн асылы олан үч мұхтəлиф хала бəхылмышдыр. Биринчи халда фəрз олунур ки, гују үст тəбəгəни там гəливлыгы үзрə ачмыш, икинчи халда үст тəбəгəни мұғјан һиссəсини, үчүнчү халда исə үст тəбəгəни тамамилə вə алт тəбəгəни бир һиссəсини ачмышдыр. Һәр үч халда лəјын ихтијари нөгтəсиндə тəзјигин замандан асылылыгынын дəјишмəсини мұғјан етмек үчүн ифəдэлэр алынмыш вə буларын əсəсиндə һесапламалар апарылмышдыр.

К. I. Kuliev, A. G. Kerimov

FLOW OF THE FLUID IN NONHOMOGENEOUS
FRACTURED-POROUS BED WITH IMPERVIOUS ROOFING

It is supposed that the fractured-porous bed is consisted of two partings of different permeability and thickness. This bed was developed by incomplete degree of central well disclosure with permanent production. The roof of upper partings is permeable. The constant pressure is supported at the foot of lower partings and at the outer borders of both partings.

Three characteristic cases are considered: in the first case it is supposed that the well discloses the upper partings at full capacity, at the second case the well discloses only a part of upper partings, and at the third case the well discloses upper partings and a part of lower partings. In all three cases the formulas for change of overfall pressure for fractured-porous bed and granular medium are got in arbitrary point of bed depending upon time. Numerical calculations are made on computer. The changes of overfall pressure at the surface in well of fractured-porous and granular beds at different parameters are compared.

УДК 517.958

М. А. РАСУЛОВ, Т. А. РАГИМОВА

О МАТЕМАТИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ
НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ С ПАМЯТЬЮ

Математическое моделирование процесса фильтрации жидкостей и газов в природных коллекторах является, как известно, основной задачей подземной гидромеханики. В общем случае задача эта ввиду большого числа влияющих факторов достаточно сложная. Поэтому обсуждаемая проблема часто решается фрагментарно, в той или иной мере упрощаясь за счет учета в каждом конкретном случае ограниченного числа влияющих факторов. При этом следует оговориться, что многообразие условий существования и развития пластовых процессов часто само допускает такие упрощения, так как в рамках определенных допущений и при реализации определенных систем разработки влияние некоторых факторов оказывается незначительным. Вместе с тем, упрощая математическую модель, необходимо быть уверенным, что в своем главном предназначении — в правильном описании оговоренных свойств исследуемого объекта она сохраняет приемлемую точность. Это сравнительное исследование (применительно к интересующим нас сложным природным процессам) можно осуществить на основе хотя бы более общих решений численного, численно-аналитического или аналитического характера. Ценность таких решений, как нам представляется, заключается и в том, что они позволяют исследовать так называемые малые эффекты, часто остающиеся слабо изученными или неизученными вовсе.

В принципе любая задача гидромеханики требует одновременного решения полной системы уравнений, которая включает в себя уравнение неразрывности, закон движения и реологическое уравнение состояния. Значительной категории материалов свойственно такое реологическое состояние, что движение их невозможно описать законом Дарси. В таких случаях используются более сложные модели с двумя или несколькими реологическими постоянными. Например, при фильтрации через пористую среду полимерных растворов и смолистых нефтей, обладающих вязкоупругими свойствами, появляются неравновесные эффекты. Поэтому для жидкостей, обладающих такими свойствами, закон движения выписывается в виде [3, 4].

$$\dot{V} = - \frac{k}{\mu} \left(\text{grad } p + \lambda_p \frac{\partial \text{grad } p}{\partial t} \right) \quad (1)$$

и содержит реологическое постоянное λ_p характеризующее время релаксации давления жидкости. Кроме того, мы предполагаем, что давление и плотность имеют политропическую связь, т. е.

$$p = CP^{\frac{1}{\tau}}, \quad \tau = \text{const} > 0. \quad (2)$$

Если исключить из уравнения неразрывности и из (1), (2) $P(x, t)$, то относительно $\rho(x, t)$ получим нелинейное дифференциальное уравнение:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{k}{\mu} \nabla(\rho^2 \nabla \rho) + \frac{k \lambda \rho}{\mu} \nabla(\rho^2 \frac{\partial}{\partial t} \nabla \rho). \quad (3)$$

С целью изучения качественной характеристики движения таких жидкостей, для простоты рассмотрим одномерное течение жидкости в пористой среде. Следовательно, будет изучено следующее уравнение:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho^2 \frac{\partial \rho}{\partial x} \right) + \kappa \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho^2 \frac{\partial^2 \rho}{\partial x \partial t} \right), \quad (4)$$

Ясно, что уравнение (4) при $\kappa = 0$ описывает движение политропного газа в упругом пласте (см., напр., [1, 6]).

В пределах настоящей работы в основном будет исследоваться уравнение (4), которое является нелинейным. Следовательно, построение аналитического решения не представляется возможным. Поэтому ниже будет исследоваться частное решение, т. е. решение типа бегущей волны. Пусть сначала $\tau = 0$, т. е. рассматривается следующее уравнение:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial^2 \rho}{\partial x^2} + \kappa \frac{\partial^3 \rho}{\partial x^2 \partial t} + f(x, t), \quad (5)$$

$$\rho(0, t) = \rho_1(t), \quad \rho(x, 0) = \rho_0(x). \quad (6)$$

Это уравнение не входит ни в какую типовую классификацию. Поэтому изучение свойств решения этого уравнения представляет интерес для теории уравнений в частных производных.

Решение уравнения (5), при $f=0$, будем искать в виде:

$$\rho(x - Dt) = U(\xi), \quad \xi = x - Dt, \quad (7)$$

где D — пока неизвестная постоянная.

Подставляя (7) в (5), имеем:

$$-D \frac{dU}{d\xi} = \frac{d^2 U}{d\xi^2} - D \frac{d^3 U}{d\xi^3}. \quad (8)$$

Непосредственной проверкой можно убедиться в том, что функция

$$U(\xi) = C e^{2D\xi / (-1 + \sqrt{1+4D^2})} + e^{-2D\xi / (1 + \sqrt{1+4D^2})} \quad (9)$$

есть общее решение уравнения (8).

Неизвестные постоянные C и D находятся из условий (6), (7). Если $\rho_1(t)$, $\rho_0(x)$ выбрать надлежащим образом, то для D и C

имеем следующие выражения $D = -\sqrt{\frac{2}{\kappa}}$, $C = 1$.

Из (10) видно, что при $\kappa = 0$ функция

$$U(x, t) = e^{-D(x-Dt)} \quad (10)$$

удовлетворяет обыкновенному уравнению теплопроводности.

Следует отметить, что уравнение типа (5) часто встречается при решении некоторых задач подземной гидрогазодинамики. Поэтому получение аналитического представления решения этого уравнения при определенных начально-краевых условиях является интересным. Урав-

нение типа (5) при некоторых условиях изучено рядом авторов методом преобразования Лапласа (см., напр., [5]). Для ясности уравнение (5) изучим в области Ω при следующих условиях:

$$\rho(x, 0) = \rho_0(x), \quad \rho(0, t) = 0, \quad \rho(1, t) = 0, \quad (11)$$

где $\Omega = \{0 \leq x \leq 1, t \geq 0\}$, $\rho_0(x)$ — известная функция.

После применения преобразования Лапласа приходим к задаче:

$$(1 + \lambda \kappa) \frac{d^2 h}{dx^2} - \lambda y = \rho_0(x) - \kappa \rho_0''(x), \quad (12)$$

$$y(0, \lambda) = 0, \quad y(1, \lambda) = 0. \quad (13)$$

Анализ уравнения (12) показывает, что оно в точке $\lambda_0 = -1/\kappa$ обладает особенностью. Тогда, согласно теореме Сохоцкого (см. [7]), если точка $\lambda_0 = -1/\kappa$ является существенно особой точкой функции $y(x, \lambda)$, то в любой окрестности точки $\lambda_0 = -1/\kappa$ функция $y(x, \lambda)$ принимает значения, сколь угодно близкие к любому числу A , — $y(x, \lambda_0) = A$.

Поэтому, для перехода от изображения к оригиналу обычно используют некоторые приближения (см., напр., [5, 4]).

Здесь же с помощью вычетного метода будет построено точное аналитическое решение задачи (5), (11) (см. [8]).

Согласно схеме вычетного метода для решения задачи (5), (11) сопоставим две задачи:

$$1. \quad y'' - \lambda^2 y = h(x), \quad (14)$$

$$y(0, \lambda) = 0, \quad y(1, \lambda) = 0. \quad (15)$$

$$2. \quad \frac{\partial z}{\partial t} - \lambda^2 \left\{ 1 + \kappa \frac{\partial}{\partial t} \right\} z = f, \quad (16)$$

$$z(x, 0) = \rho_0(x) \quad (17)$$

Путем непосредственной проверки можно убедиться в том, что функции

$$y(x, \lambda) = \int_0^1 \Delta(x, \xi, \lambda) / \Delta(\lambda) h(\xi) d\xi \quad (18)$$

и

$$z(x, t, \lambda) = \rho_0(x) e^{\lambda^2 t / (1 - \lambda^2 \kappa)} + \int_0^t e^{\lambda^2(t-\tau)(1 - \lambda^2 \kappa)} f(x, \tau) d\tau \quad (19)$$

являются решениями соответственно задачи (14), (15) и (16), (17).

Далее, согласно [8], имеем, если для любой достаточно гладкой на $[0, 1]$ функции $\rho(x)$ справедливо

$$-\frac{1}{2\pi \sqrt{-1}} \sum_s \int_0^1 \lambda^s y(x, y, \rho_0) dx = \begin{cases} 0, & s = 0 \\ \rho_0(x), & s = 1, \end{cases}$$

и если $z(x, t)$ не имеет особой точки, являющейся полюсом функции $\Delta(x, \xi, \lambda) / \Delta(t, \lambda)$, то всякое достаточно гладкое решение задачи (5), (11) представим формулой:

$$p(x,t) = -\frac{1}{2\pi\sqrt{-1}} \sum_{\nu} \int_{C_{\nu}} \lambda d\lambda \int_0^1 \frac{\Delta(x,\xi,\lambda)}{\Delta(\lambda)} z(\xi,t,\lambda) d\xi, \quad (20)$$

где C_{ν} — есть простой замкнутый контур λ -плоскости, окружающий только один полюс λ_{ν} функции $\Delta(x,\xi,\lambda)/\Delta(\lambda)$.

Сумма по ν распространяется на все полюсы этой функции. Зная, что полюсами функции $\Delta(x,\xi,\lambda)/\Delta(\lambda)$ являются

$$\lambda_{\nu} = \sqrt{-1} \pi \nu \quad (\nu = 0, \pm 1, \pm 2, \dots),$$

интеграл (20) легко вычисляется и имеет вид:

$$p(x,t) = 2 \sum_{\nu=1}^{\infty} \int_0^1 e^{-(\pi\nu)^2(1-x^2)} \sin \pi \nu \xi \sin \pi \nu x \times \\ \times [p_0(\xi) + \int_0^1 e^{-(\pi\nu)^2(1+(\pi\nu)^2)} f(\xi,\tau) d\tau]. \quad (21)$$

Теперь рассмотрим случай, когда $\sigma=1$, т. е. исследуем следующую задачу:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(p \frac{\partial p}{\partial x} \right) + x \frac{\partial}{\partial x} \left(p \frac{\partial^2 p}{\partial x \partial t} \right) \quad (22)$$

$$p(0,t) = D^2 t + x^2 u_0 (1 + e^{-x^2}), \quad p(x,0) = 0 \quad (23)$$

Если решение задачи (22), (23) будем искать в виде

$$P(x,t) = p(Dt - x) = P(\xi), \quad (24)$$

то для определения P имеем следующее нелинейное обыкновенное дифференциальное уравнение:

$$-Dx \frac{d}{d\xi} \left(P \frac{d^2 P}{d\xi^2} \right) \frac{d}{d\xi} \left(P \frac{dP}{d\xi} \right) = D \frac{dP}{d\xi}. \quad (25)$$

Решение уравнения (25) будет иметь вид:

$$P(\xi) = D [D(t - x) - x] + D^2 x e^{-\frac{Dt-x}{Dx}}. \quad (26)$$

Используя условия (23), для D находим: $D = \sqrt{u_0 x}$.

Таким образом, для решения задачи (22) — (23), имеем:

$$p(x,t) = \begin{cases} D [D(t - x) - x] + D^2 x e^{-(Dt-x)/Dx}, & \text{при } x < Dt \\ 0 & \text{при } x \geq Dt \end{cases} \quad (27)$$

Теперь вычислим поток $W = - \left(p \frac{\partial p}{\partial x} + x p \frac{\partial^2 p}{\partial x \partial t} \right) :$

$$W = - [p(x,t) \left(e^{-\frac{Dt-x}{Dx}} - D \right) - p(x,t) e^{-\frac{Dt-x}{Dx}}] = D p(x,t) \quad (28)$$

Отсюда видно, что на бегущем фронте $x=Dt$, функция $p(x,t)$ и поток $W(x,t)$ равны нулю. Причина конечной скорости фронта объяс-

няется нелинейностью зависимости коэффициентов уравнений от решения поставленной задачи (см., напр., [9—12]).

Наибольший интерес представляет случай $\sigma \neq 1$. Этот случай изучим отдельно. Решение уравнения (4) будем искать при следующих условиях: $p(x,0) = p_1(t)$, $p(0,t) = 0$, (29)

где $p_1(t)$ — некоторая функция, которую подберем позже.

Как и в остальных случаях, решение задачи (4), (33), (34) будем искать в виде бегущей волны.

Тогда для определения P имеем уравнения:

$$D \frac{dP}{d\xi} \frac{d}{d\xi} \left(P^{\sigma} \frac{dP}{d\xi} \right) + Dx \frac{d}{d\xi} \left(P^{\sigma} \frac{d^2 P}{d\xi^2} \right). \quad (30)$$

Решение (30) имеет вид:

$$P = [\sigma(D\xi + Dx e^{-\xi/Dx} + C)]^{\frac{1}{\sigma}}. \quad (31)$$

Постоянные C и D находятся из условий (29).

Следовательно, для $p(x,t)$ мы получим:

$$p(x,t) = \begin{cases} \left[\sigma D (Dt - x - x + x e^{-(Dt-x)/Dx}) \right]^{\frac{1}{\sigma}}, & \text{при } x < Dt \\ 0 & \text{при } x \geq Dt, \end{cases} \quad (32)$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} = (D\sigma)^{\frac{1}{\sigma}} \left(e^{-\frac{Dt-x}{Dx}} - 1 \right) / (Dt - x - x + x e^{-\frac{Dt-x}{Dx}})^{1 - \frac{1}{\sigma}}. \quad (33)$$

Как видно из (33) $\partial p / \partial x$ обращается в бесконечность, если $\sigma > 1$, конечна при $\sigma = 1$ и равно нулю при $0 < \sigma < 1$.

В тоже время функция

$$V = - \left(p^{\sigma} \frac{\partial p}{\partial x} + x p^{\sigma} \frac{\partial^2 p}{\partial x \partial t} \right)$$

является непрерывной функцией при $\sigma < 1$.

Таким образом, в пределах настоящей работы удается получить решение задачи фильтрации жидкости, обладающей памятью в виде бегущей волны, и выявить некоторые особенности этого класса задач.

В целом при математических исследованиях подобных задач, как нам представляется, необходимо учитывать их особенности. Наличие особых точек, с одной стороны, приводит к трудностям при доказательстве однозначной разрешимости и применении разностных методов. С другой стороны, разностные схемы, построенные без учета особых точек, могут оказаться неконсервативными в окрестностях точек вырождения, что в определенных условиях может привести к неверным результатам и к неустойчивости полученных решений.

В заключение отметим, что вопросы разрешимости методологии численного решения этих задач, а также практического применения полученных результатов будут освещены самостоятельно.

Литература

1. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкости и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984.

2. Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. Гидродинамика. — М.: Наука, 1986, т. VI. — 735 с.
3. Астарита Дж., Маруччи Дж. Основы гидромеханики неньютоновских жидкостей. — М., 1978. — 309 с.
4. Алишаев М. Г., Мирзаджанзаде А. К. К учету явлений запаздывания в теории фильтрации. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1975, № 6, с. 71—74.
5. Молокович Ю. М., Шарипов Э. А. К теории нестационарной прямолинейно-параллельной фильтрации в релаксационно-сжимаемой пористой среде. — Изв. вузов. Математика, 1977, № 5 (180), с. 66—73.
6. Николаевский В. Н. Механика пористых и трещиноватых сред. — М.: Недра, 1984. — 232 с.
7. Шабат Б. В. Введение в комплексный анализ. — М.: Наука, 1985, ч. 1—336 с.
8. Расулов М. Л. Метод контурного интеграла. — М.: Наука, 1964. — 464 с.
9. Тихонов А. Н., Самарский А. А. Уравнения математической физики. — М.: Наука, 1972.
10. Самарский А. А. Теория разностных схем. — М.: Наука, 1977. — 656 с.
11. Мартинсон А. К. Исследование математической модели процесса нелинейной теплопроводности в средах с объемным «поглощением». — В кн.: Математическое моделирование. — М.: Наука, 1986.
12. Баренблатт Г. И., Визик М. И. О конечной скорости распространения в задачах нестационарной фильтрации жидкости и газа. — ПММ, 1956, т. 20, № 3.

М. А. Расулов, Т. А. Рахимова

ЕЛАСТИК ӨЗЛҮ МАЈЕНИН ГЕЈРИ-СТАЦИОНАР СУЗҮЛМЭСИНИ РИЈАЗИ МОДЕЛИ БАГГЫНДА

Магаләдә үчүнчү тәртіб гејри-хәтти чырлашан тәнлијин һәлли гачан далга шәк-линдә гурулмушдур вә оңун әсас хәссәләри тәдгиг олулмушдур. Мәсамәли мүһитдә гејри-Нјутон мајенин сүзүлмәсинин модели үчүн алынмыш һәллини еффејтивлији көс-тәриллишдир.

М. А. Rasulov, Т. А. Ragimova

ON MATHEMATICAL SIMULATION OF NONSTATIONARY FLUID FILTRATION WITH MEMORY

The authors construct a solution of a third order degenerative nonlinear equation taken as a running wave and study its basic properties. The effectiveness of the solution obtained for the simulation of non-Newtonian fluids filtration in porous media is shown.

УДК 622.279.23/4.001.57

А. К. ГАЛИМОВ, В. Г. ТАГИЕВ

О РАЗНОСТНОЙ АППРОКСИМАЦИИ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ДЛЯ НЕЛИНЕЙНОЙ МОДЕЛИ ГАЗОВОГО ПЛАСТА

При построении математической модели газового пласта возникает необходимость решения специального типа обратных задач, в которых требуется определить коэффициенты уравнения по результатам измерений динамических характеристик процесса.

Пусть Ω — исходная область фильтрации газа, которая имеет непроницаемую внешнюю границу Γ и может содержать конечное число линий разрывов коэффициентов проницаемости и пористости. В общем случае считается, что указанные коэффициенты зависят не только от координат точки, но и от давления P и представимы в виде $k(x, y)$, $f(p)$ и $m(x, y)$, $g(p)$. Здесь $k(x, y)$ и $m(x, y)$ — проницаемость и пористость при начальном давлении P_0 , а $f(p)$ и $g(p)$ — известные функции давления. Вместо давления P вводится новая переменная состояния Φ с помощью равенства $d\Phi = (f(p)\gamma(p)/\mu(p))dp$. Тогда, предполагая справедливость закона Дарси система уравнений, описывающая изотермическую фильтрацию газа в $\Omega + \Gamma$, имеет вид:

$$A\gamma(k\gamma\Phi) = mB \frac{\partial\Phi}{\partial t} - AQ, (x, y) \in \Omega \quad (1)$$

$$k\partial\Phi/\partial n = 0, (x, y) \in \Gamma \quad (2)$$

$$[k\partial\Phi/\partial n] = 0, [\Phi] = 0, (x, y) \in \Gamma_n \quad (3)$$

$$\Phi(x, y, t) = 0, \text{ при } t = 0 \quad (4)$$

где $A = f(p)$, $\gamma(p)/\mu(p)$; $B = d(g\gamma)/dp$; Q — плотность стоков; для произвольной величины φ принято обозначение $[\varphi] = \varphi^+ - \varphi^-$; φ^+ и φ^- — предельные значения φ слева и справа от линии разрыва Γ_n с номером n ; \vec{n} — вектор нормали к границе Γ ; $\gamma(p)$ и $\mu(p)$ — удельный вес и вязкость газа.

В терминах теории оптимального управления задача формулируется так: определить переменную состояния и управления k так, так, чтобы функционал

$$J = \int_0^T \int_{\Omega} \alpha(\Phi - \Phi^*)^2 d\Omega dt \quad (5)$$

достигал наименьшего значения при условии, что Φ является решением задачи (1)–(4). Здесь α — весовой множитель; Φ^* — значение Φ при давлении P^* , получаемое путем прямого замера. Известные методы минимизации функционала (5) на множествах того или иного функционального пространства связаны с вычислением его градиента.

Для этого применяется обычная процедура исследования задач на условный экстремум. С помощью множителя Лагранжа ψ строится функционал задачи (1) — (5):

$$L = J + \int_0^T \left\{ (\nabla(k\nabla\Phi), \Psi) - \left(m \frac{\partial g \gamma}{\partial t}, \Psi \right) + (Q, \Psi) \right\} dt, \quad (6)$$

где $(u, v) = \int_{\Omega} u v d\Omega$ — скалярное произведение элементов u и $v \in L_2(\Omega)$; $d\Omega$ — элемент площади.

Из условия стационарности $\delta L = 0$ и в силу произвольности вариации δp получаются следующие условия, которым должен удовлетворять множитель Ψ :

$$A\nabla(k\nabla\Psi) = -mB \frac{\partial\Psi}{\partial t} - Aq, \quad (x, y) \in \Omega \quad (7)$$

$$k\partial\Psi/\partial n = 0, \quad (x, y) \in \Gamma \quad (8)$$

$$[k\partial\Psi/\partial n] = 0, \quad [\Psi] = 0, \quad (x, y) \in \Gamma_n \quad (9)$$

$$\Psi(x, y, T) = 0, \quad (10)$$

где $q = 2\alpha(\Phi - \Phi^*)$. Окончательно вариация функционала L , представляющая главную часть приращения, записывается в виде:

$$\delta L = \int_0^T (\nabla\Psi \nabla\Phi, \delta k) dt. \quad (11)$$

Можно показать, что при выполнении условий (1) — (4) и (7) — (10) выполняется равенство $\delta J = \delta L$. Отсюда по определению производной [1]

$$\partial J / \partial k = \int_0^T \nabla\Psi \nabla\Phi dt. \quad (12)$$

На практике численное решение краевых задач (1) — (4) и (7) — (10) осуществляется методом конечных разностей. При этом исходная область Ω заменяется сеточной $\Omega_h = \{(x_i, y_j) : n_j \leq i \leq N_j, n_1 \leq j \leq N_1\}$. Разностные аналоги краевых задач записываются в векторно-матричной форме:

$$M d\vec{\Phi}/dt = AK\vec{\Phi} - A\vec{Q}, \quad \vec{\Phi}(t=0) = 0, \quad (13)$$

$$M d\vec{\Psi}/dt = -AK\vec{\Psi} - A\vec{q}, \quad \vec{\Psi}(t=T) = 0, \quad (14)$$

где $\vec{\Phi}$, $\vec{\Psi}$, \vec{Q} и \vec{q} — векторы-столбцы, составленные из векторов $\vec{\Phi}_j = (\Phi_{nj,j}, \dots, \Phi_{Nj,j})$, $\vec{\Psi}_j = (\Psi_{nj,j}, \dots, \Psi_{Nj,j})$, $\vec{Q}_j = (Q_{nj,j}, \dots, Q_{Nj,j})$ и $\vec{q}_j = (q_{nj,j}, \dots, q_{Nj,j})$; A и M — диагональные матрицы с элементами $A_{i,j}$ и $(mB)_{i,j}$; K — блочно-трехдиагональная матрица вида

$$\begin{bmatrix} K_{n_1, n_1} & K_{n_1, n_1+1} & \dots & \dots & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & K_{j-1, j} & K_{j, j} & K_{j, j+1} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & \dots & \dots & K_{N_j-1, N_j} & K_{N_j, N_j} & \dots \end{bmatrix}$$

$K_{j-1, j}$ и $K_{j, j+1}$ — диагональные матрицы с элементами $h_y^{-2} k_{i, j - \frac{1}{2}}$ и $h_y^{-2} k_{i, j + \frac{1}{2}}$; $k_{j, j}$ — симметричная трехдиагональная матрица, на главной диагонали [которой расположены элементы] — $\{h_x^{-2} (k_{i+ \frac{1}{2}, j} - k_{i- \frac{1}{2}, j}) + h_y^{-2} (k_{i, j+ \frac{1}{2}} - k_{i, j- \frac{1}{2}})\}$, а на соседних диагоналях — элементы $h_x^{-1} k_{i- \frac{1}{2}, j}$ и $h_x^{-2} k_{i+ \frac{1}{2}, j}$; h_x и h_y — пространственные шаги разностной сетки. Требование выполнения условий (3) и (9) на сетке Ω_n приводит к равенству $k_{i+ \frac{1}{2}, j} = 0,5(k_{i, j}^{-1} + k_{i+1, j}^{-1})^{-1}$. Аналогичная

формула получается для узла $i, j \pm \frac{1}{2}$. В фиктивных узлах $n_j = 0,5$, $N_j + 0,5$, $n_1 = 0,5$ и $N_1 + 0,5$ коэффициент равен k равен нулю.

Введем пространство H дискретных функций $\vec{u}_j = (u_{nj, j}, \dots, u_{Nj, j})$ со скалярным произведением

$$(\vec{u}_j, \vec{v}_j) = \sum_{i=n_1}^{N_1} (u^i, v^i)_{E_r} h_x h_y, \quad (15)$$

где $(u^i, v^i)_{E_r} = \sum_{i=n_1}^{N_1} u_{i, j} v_{i, j}$ — скалярное произведение r -мерном

евклидовом пространстве E_r ; r — целое число. Очевидно, пространство H является дискретным аналогом пространства $L_2(\Omega)$. Теперь необходимо найти дискретный аналог производной (12), который соответствовал бы определению производной в пространстве H . Производной (12) поставим в соответствие разностное выражение.

$$\partial J / \partial k_{i, j} = 2 \int_0^T \{ (\wedge_{i+ \frac{1}{2}} \Psi) (\wedge_{i+ \frac{1}{2}} \Phi) + (\wedge_{j+ \frac{1}{2}} \Psi) (\wedge_{j+ \frac{1}{2}} \Phi) \} dt, \quad (16)$$

где $\wedge_{i+ \frac{1}{2}} u = h_x^{-2} (u_{i+ \frac{1}{2}, j} - u_{i, j})$. Оператор $\wedge_{j+ \frac{1}{2}}$ имеет аналогичный смысл. Следствием условий (3) и (9) является равенство:

$$u_{i+ \frac{1}{2}, j} = (k_{i+1, j} + k_{i, j})^{-1} (k_{i+1, j} u_{i+1, j} + k_{i, j} u_{i, j}), \quad (17)$$

справедливое для любой из переменных Φ и Ψ . После подстановки (17) и аналогичного ему выражения для индекса j в (16) получим:

$$\begin{aligned} \partial J / \partial k_{i, j} = 2 \int_0^T \left\{ \left(\frac{k_{i+1, j}}{k_{i+1, j} + k_{i, j}} \right)^2 (\wedge_{i+1} \Psi) (\wedge_{i+1} \Phi) + \right. \\ \left. + \left(\frac{k_{i, j+1}}{k_{i, j+1} + k_{i, j}} \right)^2 (\wedge_{i+1} \Psi) (\wedge_{i+1} \Phi) \right\} dt. \end{aligned} \quad (18)$$

A. K. Galimov, V. G. Tagiev

ON LATTICE APPROXIMATION OF THE
INVERSE PROBLEM FOR NONLINEAR
MODEL OF GAS RESERVOIR

The variational problem which is connected with the correction of gas reservoirs parameters is treated by the application of the well-known procedure for the conditional extremum problem. The problem is reduced to the solution of two similar boundary-value problems for the parabolic type equations (basic equation and conjugate one) and to the calculation of the derivative of the minimized functional in L_2 . In order to obtain numerical solution the equations and other relations are discretized. The conditions are found which make the discrete extremum problem in the finite-dimensional space of vector functions the discrete analogue of the continuous problem in L_2 .

Здесь, как и выше $\Lambda_{i-1} u = h_x^{-2}(u_{i+1,j} - u_{i,j})$, $\Lambda_{j+1} u = h_y^{-2}(u_{i,j+1} - u_{i,j})$. Возникает естественный вопрос: является ли полученное разностное выражение дискретным аналогом производной (12) в пространстве H ? Чтобы убедиться в этом, достаточно найти разностный аналог в H вариации (11). Нетрудно убедиться, что с учетом структуры матрицы K скалярному произведению $(\nabla \Psi \nabla \Phi, \delta k)$ в $L_2(\Omega)$ соответствует скалярное произведение $(\vec{\Psi}, \delta \vec{K} \vec{\Phi})_H$ в H . Тогда вариации (11) соответствует разностное выражение δJ_h которое, принимая во внимание граничные условия (4) и (10), в координатной форме запишется в виде:

$$\delta J_h = \int_0^T \left\{ \sum_{j=n_1}^{N_1} \sum_{i=n_j}^{N_j-1} (\Lambda_{i+1} \Psi) (\Lambda_{i+1} \Phi) \delta k_{i+\frac{1}{2},j} + \sum_{i=n_j}^{N_j} \sum_{j=n_1}^{N_1-1} (\Lambda_{j+1} \Psi) (\Lambda_{j+1} \Phi) \delta k_{i,j+\frac{1}{2}} \right\} dt. \quad (19)$$

Отсюда по предельному переходу следует, что

$$\begin{aligned} \delta J / \delta k_{i+\frac{1}{2},j} &= \int_0^T (\Lambda_{i+1} \Psi) (\Lambda_{i+1} \Phi) dt, \quad \delta J / \delta k_{i,j+\frac{1}{2}} = \\ &= \int_0^T (\Lambda_{j+1} \Psi) (\Lambda_{j+1} \Phi) dt. \end{aligned} \quad (20)$$

Очевидно, полученные выражения являются составляющими производной $dJ/dk_{i,j}$, которая с учетом выражений для $k_{i+\frac{1}{2},j}$ и $k_{i,j+\frac{1}{2}}$ в

в этом случае примет тот же вид, что и (18).

Таким образом, разностная аппроксимация (13), (14), (18) задачи (1)–(5), (7)–(10), (12) является соответствующим дискретным аналогом оптимальной задачи в пространстве H .

Замечание. Если задачу (1)–(5) подвергнуть сначала дискретизации, а затем оптимизировать, то производная функционала (5) в дискретной задаче оптимизации совпадает с выражением (18). При этом вспомогательная функция Ψ является решением задачи (14). Таким образом, разностная аппроксимация задачи минимизации функционала (5) совпадает с соответствующей дискретной задачей в пространстве H .

Литература

1. Васильев Ф. П. Методы решения экстремальных задач. — М.: Наука, 1981.

А. К. Галимов, В. Г. Тагыјев

ГАЗ ЛАЛЫНЫН ГЕЛРИ-ХЭТТИ МОДЕЛИ ҮЧҮН ТЭРС МЭСЭЛЭНИН
АППРАКСИМАСИЈАСЫ ЫАГГЫНДА

Мэгалэдэ үмуми гайдадан фэргли олараг, газын сүзүлмэсинин тэрс мэсэлэсинин нэлли заманы процесси характеризэ едэн тэгликлэрин эввэлчэдэн дискретләширилмэси

УДК 622,276(26)

К. Э. РУСТАМОВ, Э. С. ГУСЕИНОВ

**К МАТЕМАТИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА
 РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПРОДУКЦИИ ГРИФОНА
 В МОРСКОЙ СРЕДЕ**

Сбор продукции грифона, действующего на морском дне, с целью предотвращения загрязнения морской среды является важнейшей задачей к проблеме охраны окружающей среды.

Только на Нефтяных Камнях действуют около десяти грифонов и на морской поверхности видны их нефтяные шлейфы.

Для определения месторасположения действующего грифона приводится задача по математическому моделированию процесса распространения в морской среде его продукции.

Рассматриваемая задача состоит из следующих подзадач, для решения которых воспользуемся методикой, изложенной в работе [1].

1. От источника образуется свободная струя, форму которой определяют гидродинамические режимы морского течения.

Если поток ламинарен, то шлейф продукции грифона распространяется узкой полоской в направлении морского течения, причем концентрация выбрасываемой жидкости из грифона на значительной длине остается почти равной начальной.

Если поток продукции грифона турбулентен, то по мере удаления от источника шлейф расширяется, растворяясь в окружающей среде, и концентрация в нем относительно быстро уменьшается.

В поперечном сечении шлейфа линии разных концентраций можно представить в виде окружностей с центром на оси в силу одинаковой вероятности рассеивания его во всех направлениях.

Воспользуемся цилиндрическими координатами, поместив начало в точечный источник струи, направив ось абсцисс x вдоль морского течения и обозначив расстояние от произвольной точки пространства до оси шлейфа через r (рис. 1)

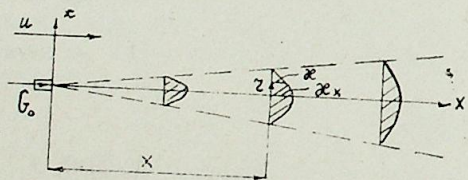


Рис. 1. Расположение источника (грифона) и движение струи продукции грифона

Распространение концентрации в поперечном сечении струи может быть выражено нормальным законом распределения:

$$\frac{x}{x_x} = \exp[-(r/cx)^2], \quad (1)$$

где x — концентрация в произвольной точке шлейфа продукции грифона;

x_x — концентрация на оси шлейфа в произвольном сечении на расстоянии x от источника;

r — расстояние от произвольной точки до оси шлейфа;

c — постоянная, характеризующая степень турбулентности морского течения.

В силу закона сохранения вещества количество выбрасываемой из трещины на дне моря жидкости в единицу времени равно количеству жидкости в каждом произвольном сечении шлейфа, т. е.

$$G_x = G_0, \quad (2)$$

где G_x — количество продукции грифона в точке x ;

G_0 — количество продукции грифона, выделяющейся из трещины на дне моря.

Количество продукции грифона, перемещаемое через произвольное поперечное сечение шлейфа, выражается следующим образом:

$$G_x = \int_0^{\infty} u x dF, \quad (3)$$

где $v = v(r)$ — скорость морского течения;

$dF = 2\pi r dr$ — площадь поперечного сечения;

т. е.

$$G_x = 2\pi \int_0^{\infty} u x r dr \quad (4)$$

Тогда с учетом (1) и (2) из (4) имеем:

$$x = \frac{G_0 \exp[-(r/cx)^2]}{2\pi \int_0^{\infty} u(r) e^{-(r/cx)^2} r dr} \quad (5)$$

В случае $v = \text{const}$

$$x = \frac{G_0}{\pi u (cx)^2} e^{-(r/cx)^2} \quad (6)$$

Изменение концентрации на оси шлейфа, т. е. при $r=0$ из (6) будет определяться следующим образом:

$$x = \frac{G_0}{\pi r (cx)^2} \quad (7)$$

Рассмотрим случай, когда источник расположен не в безграничном потоке, но над горизонтальной непроницаемой поверхностью (рис. 2).

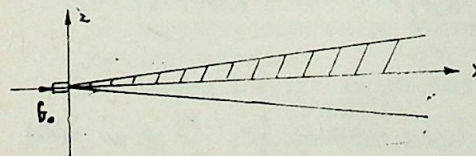


Рис. 2. Расположение источника (грифона) над горизонтальной непроницаемой поверхностью

Очевидно, что для данного случая x будет равна удвоенному значению (5), т. е.

$$x = \frac{G_0 e^{-(r/cx)^2}}{\pi \int_0^\infty u(r) e^{-(r/cx)^2} r dr} \quad (8)$$

при $v = \text{const}$ из (6) следует:

$$x = \frac{2G_0}{\pi u (cx)^2} e^{-(r/cx)^2} \quad (9)$$

Предположим, что на расстоянии h от нижней поверхности — дно моря — имеется верхняя непроницаемая морская поверхность — зеркало воды. Наличие такой поверхности нарушит симметрию струи.

Взаимодействие струи с верхней поверхностью равносильно взаимодействию двух одинаковых струй, источники которых расположены симметрично относительно верхней плоскости (рис. 3).

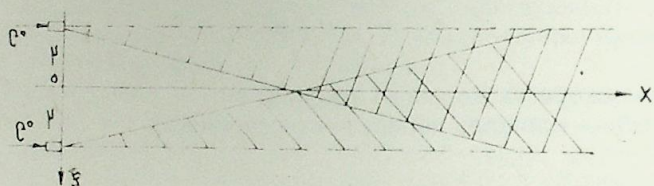


Рис. 3. Симметричное расположение двух одинаковых взаимодействующих струй

При взаимодействии двух струй концентрация в произвольной точке пространства выражается суммой концентраций, созданных каждой струей в отдельности, при их независимом действии, т. е.

$$x = x_1 + x_2 \quad (10)$$

Перейдем к прямоугольной системе координат с началом в точке проекции источника на плоскость. Оси x и y расположим в данной плоскости, а ось z перпендикулярно к ней. Очевидно, что для произвольной точки с координатами x , y и z расстояния до оси каждой из струй соответственно равны:

$$r_1^2 = y^2 + (z - h)^2, \quad (11)$$

$$r_2^2 = y^2 + (z + h)^2, \quad (12)$$

Тогда из (10) с учетом (8) имеем:

$$x = \frac{G_0 e^{-\frac{y^2 + (z-h)^2}{(cx)^2}}}{\pi \int_0^\infty u(r) e^{-\frac{y^2 + (z-h)^2}{(cx)^2}} r dr} + \frac{G_0 e^{-\frac{y^2 + (z+h)^2}{(cx)^2}}}{\pi \int_0^\infty u(r) e^{-\frac{y^2 + (z+h)^2}{(cx)^2}} r dr} \quad (13)$$

При $u = \text{const}$ имеем:

$$x = \frac{2G_0}{\pi u (cx)^2} \left[e^{-\frac{y^2 + (z-h)^2}{(cx)^2}} + e^{-\frac{y^2 + (z+h)^2}{(cx)^2}} \right] \quad (14)$$

Отсюда концентрация продукции грифона на верхней поверхности $z = h$ по оси x ($y = 0$) определяется следующим образом:

$$x = \frac{2G_0}{\pi u (cx)^2} \left[1 + e^{-\left(\frac{2h}{cx}\right)^2} \right] \quad (15)$$

2. Определим форму струи. Для решения этой задачи воспользуемся прямоугольной системой координат с началом в центре места выхода струи, т. е. на дне моря, направив ось x горизонтально, вдоль морского течения, а ось z вертикально вверх.

В направлении координатных осей на струю действуют сила P_x и P_z в силу чего оси струи получают соответственно приращения dx и dz (рис. 4).

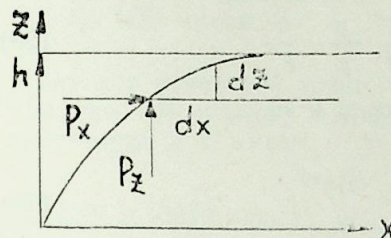


Рис. 4. Действующие на струю силы

В этом случае можно написать следующие уравнения:

$$m \frac{dx}{d\tau} = P_x \tau, \quad (16)$$

$$m \frac{dz}{d\tau} = P_z \tau. \quad (17)$$

Отсюда

$$x = \int_0^z \frac{P_x}{P_z} dz. \quad (18)$$

В направлении истечения на струю действует сила:

$$P_z = \frac{P_r v^2 F_r}{2}, \quad (19)$$

а в направлении сносящего потока — морского течения

$$P_x = k \frac{\rho u^2 F_s}{2}, \quad (20)$$

где k — коэффициент сопротивления струи;

v_r — скорость истечения струи;

v — скорость сносящего потока, т. е. морского течения, в общем случае $u = u(z)$;

F_r — площадь истекающей жидкости;

$F_s = \text{tg} \frac{\alpha}{2} z^2$ — боковая площадь струи;

ρ_r — плотность продукции грифона;

ρ — плотность среды, в которой распространяется изливающаяся из морских донных трещин жидкость;

α — угол между ощутимыми границами струи.

Тогда (18) можно записать в виде:

$$x = k \frac{\rho}{\rho_r} \frac{\operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}}{F_r \cdot v_r^2} \int_0^z u^2(z) z^2 dz, \quad (21)$$

при $u = \text{Const}$

$$x = \frac{1}{3} k \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2} \frac{u^2}{v_r^2} \frac{z^2}{F_r} \frac{\rho}{\rho_r} \quad (22)$$

откуда при $z = h$ из (22) имеем:

$$x = \frac{1}{3} k \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2} \left(\frac{u}{v_r} \right)^2 \frac{\rho}{\rho_r} \frac{h^3}{F_r} \quad (23)$$

Для определения x необходимо знать v_r , ρ_r и F_r .
Формулу (22) представим в виде:

$$x = \frac{1}{3} k \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2} \frac{\rho}{v_{rcp}} \frac{v^2 h^3}{G_0}, \quad (24)$$

где v_{rcp} — средние наблюдаемые скорости движения продукции выброса грифона.

$$G_0 = \rho_r v_r F_r$$

Из (24) имеем:

$$G_0 = \frac{1}{3} k \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2} \frac{\rho}{v_{rcp}} \frac{u^2 h^3}{x}, \quad (25)$$

тогда из (15) имеем:

$$x = a \cdot u \cdot \frac{h^3}{x^3} \left[1 + e^{-\left(\frac{2h}{cx}\right)^2} \right], \quad (26)$$

где

$$a = \frac{2}{3\pi} \frac{k \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2} \rho}{c^2 v_{rcp}}$$

Зная концентрацию продукции выброса донных трещин на поверхности моря x можно из (26) определить место расположения грифона.

Пусть скорость морского течения изменяется по линейному закону, т. е.

$$u(z) = v_0 + \frac{u_1 - u_0}{h} z, \quad (27)$$

где u_0 — скорость морского течения на дне моря;

u_1 — скорость морского течения на поверхности моря.

Тогда (23) и (21) можно записать в виде:

$$x = k \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2} \frac{\rho}{\rho_r} \frac{h^3}{F_r v_r^2} \left[\frac{u_0}{3} + \frac{u_1 u_0 - u_0^2}{2} h + \frac{(u_1 - u_0)^2}{5} h^2 \right] \quad (28)$$

3. На основании полученных соотношений можно построить упрощенную схему определения места расположения грифона.

Пусть грифон находится на расстоянии x_1 от места появления его продукции на поверхности моря (рис. 5).

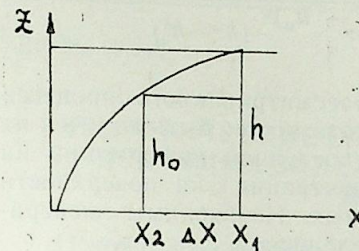


Рис. 5. Определение места проведения замера концентрации

Скорость морского течения постоянна и равна u .

Из (23) имеем:

$$x_1 = ah^3 \quad (29)$$

тогда для некоторой точки x_2 , отстоящей от x_1 в сторону нахождения грифона (по шлейфу продукции грифона это легко определить) на расстоянии Δx имеем:

$$x_2 = ah_0^3 \quad (30)$$

Из (29) и (30) имеем:

$$a = \frac{\Delta x}{h^3 - h_0^3}, \quad (31)$$

откуда место нахождения грифона определяется так:

$$x_1 = \frac{\Delta x}{h^3 - h_0^3} h^3 = \frac{\Delta x}{1 + \left(\frac{h_0}{h}\right)^3} \quad (32)$$

Таким образом, по одному замеру с целью определения точки (x_2, h_0) можно определить место нахождения грифона.

Аналогично это можно сделать для случая переменной скорости морского течения.

Из (28) имеем:

$$x_1 = bh^3 \left[\frac{h_0}{3} + \frac{u_1 u_0 - u_0^2}{2} h + \frac{(u_1 - u_0)^2}{5} h^2 \right] \quad (33)$$

Соотношение (30) запишется в виде:

$$x_2 = bh_0^3 \left[\frac{u_0}{3} + \frac{u_1 u_0 - u_0^2}{2} h_0 + \frac{(u_1 - u_0)^2}{5} h_0^2 \right] \quad (34)$$

Из (33) и (34) имеем:

$$b = \frac{\Delta x}{h^3 \left[\frac{u_0}{3} + \frac{u_1 u_0 - u_0^2}{2} h + \frac{(u_1 - u_0)^2}{5} h^2 \right] - h_0^3 \left[\frac{u_0}{3} + \frac{u_1 u_0 - u_0^2}{2} h_0 + \frac{(u_1 - u_0)^2}{5} h_0^2 \right]}, \quad (35)$$

тогда для имеем следующее соотношение:

$$x_1 = \Delta x \frac{\left[h^3 \frac{u_0}{3} + \frac{u_1 u_0 - u_0^2}{2} h + \frac{(u_1 - u_0)^2}{5} h^2 \right]}{\frac{u_0}{3} (h^3 - h_0^3) + \frac{u_1 u_0 - u_0^2}{2} (h^4 - h_0^4) + \frac{(u_1 - u_0)^2}{5} (h^5 - h_0^5)} \quad (36)$$

Очевидно, что полученные модели рассматриваемого процесса носят эскизный характер и конечный результата может быть получен на основе разработки метода с извлечением доступной информации на базе проведения возможных замеров концентрации на поверхности моря, а также других дополнительных данных. Необходимы экспериментальные исследования, связанные с определением c , k и α .

Литература

1. Шепелев И. А. Рассеивание газовой струи в атмосферном воздухе. — М.: Сб. науч. тр./Моск. НИИСТ. — М.: НИИСТ, 1969, № 27.

К. Е. Рүстәмов, Е. С. Һүсейнов

ГРИФОН-МЭЬСУЛУНУН ДЭНИЗ МҮҢИТИНДЭ ЈАЈЫЛМА ПРОСЕСИНИИ РИЈАЗИ МОДЕЛЛЭШДИРИЛМЭСИ

Мәгаләдә дәннз дибиндә мөвчә олан грифон мәһсулунун дәннз мүнтиндә вә сәтһиндә јайылмасы мәсәләсінә бахылмышдыр.

Шырнағын ен кәсјиндә мәһсул гатылығынын дәјишилмәси ријазии тәсвир үчүн әсас кәтүрүлмүшдүр.

Грифонун јерләшмә јеринин мүнәјјән едилмәси мәгсәдилә онун кәнаролма мәһсулунун һәрәкәт сүрәти дәннз сәтһиндә вә дибиндә дәннз чәрәјаныны нәзәр алараг, гатылығын дәјишилмәси шырнағын вә дәннз сәтһиндәки изә кәрә ардычыл јахынлашма илә садәдән мүнәккәбә гәдәр һәлл едилир.

K. E. Rustamov, E. S. Huseinov

MATHEMATICAL SIMULATION OF THE PROPAGATION OF OFFSHORE GRYPHON PRODUCTION

The propagation of the production of sea-bottom gryphon both in water environment and along the sea-surface is dealt.

The concentration of production in stream cross-section is chosen and mathematically investigated as a major factor.

Aiming the method for determination of the gryphon localisation on the sea-bottom, production concentration, stream direction, stream's rear on the sea-surface, production velocity as well as current velocity along the sea depth are considered.

УДК 553.98.048

Т. Ю. БАГАРОВ

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ ОЦЕНКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА БАЗЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Основными особенностями на современном этапе в проблеме подсчета запасов являются: во-первых, резкое расширение круга задач, которые необходимо решать при промышленной оценке нефтяных залежей на различных стадиях ее изученности, во-вторых, резкое повышение требования к надежности результатов вычислений. Современные модификации гидродинамических и статистических методов не дают удовлетворительных решений отдельных задач с учетом особенностей их геологического строения и разработки. При определении коэффициентов нефтеотдачи гидродинамические расчеты не всегда обеспечиваются достоверными исходными данными, и поэтому при их оценке на новых залежах необходимо сопоставление расчетных данных с результатами разработки аналогичных месторождений.

Экстенсивное развитие методов подсчета запасов, основанных на экстраполяции, обуславливает необходимость анализа и систематизации с единых методологических позиций наиболее существенных из полученных результатов. Этому в определенной степени посвящен ряд работ, однако весь круг вопросов в целом нигде не рассматривается.

На современном этапе идет интенсивный процесс создания освоения многочисленных моделей, основанных на статистических исследованиях под различными названиями: статистические, графоаналитические, эмпирические, экстраполяционные. подсчет запасов нефти по данным разработки, методы, основанные на натурном моделировании разработки залежи, экспресс-методы и т. д., хотя суть методов от этого не изменялась. Появилась необходимость разработки унифицированной комплексной методики, ибо существующие в настоящее время в практике подсчета запасов многочисленные статистические модели не систематизированы, находятся в разрозненном виде, в определенной степени наблюдается произвольность в их использовании при подсчете запасов, имеют ограниченную область применения, отсутствуют объективные критерии выбора адекватных моделей, несовершенны способы оценки их точности, что нередко ведет к грубейшей ошибке при эксплуатации залежей. Разработка строгой теории промышленной оценки нефтяных залежей на этой основе — актуальная проблема, ждущая своего решения.

Обобщение и развитие методов, основанных на статистических исследованиях, с одной стороны, и разработка основных принципов, критериев применения и классификации моделей, с другой, позволили создать единую комплексную методику подсчета запасов нефти в виде систем различных взаимосвязанных уровней, каждая из которых име-

ет свой комплекс модели и информации, необходимые для их функционирования.

Теоретические основы данной методики, названной нами как методика моделей экстраполяции и аналогии (МЭА), базируются на следующих принципах.

Основной принцип «нового» метода — в моделях экстраполяции — заключается в математическом моделировании производительности залежи на основе изучения кривых изменения добычи нефти и воды (жидкости) за прошлый период разработки и их экстраполяция на будущее до конечных условий разработки, а в моделях аналогии информация, полученная об одном или группе объектов в результате их разработки, переводится на другой объект, где она недостаточна.

Экстраполяционные модели, где оценка запасов нефти сформулирована как задача стохастической аппроксимации, основаны на характеристике истощения и вытеснения. Геолого-статистические же модели (анalogии) базируются в основном на многомерной статистической связи коэффициента нефтеотдачи от физико-геологических и технологических факторов в пределах тех или иных критериев.

Динамичность и успехи метода МЭА в области познания геологических объектов и их промышленной оценки связаны с использованием принципа системно-структурного подхода, заключающегося:

в разработке систем моделей в целом, на базе наиболее перспективных из существующих и разработанных автором моделей, структура которых представлена в виде иерархии последовательно взаимосвязанных между собой таксономических уровней: система, подсистема, тип, класс, групп, вид и, наконец, варианты одного и того же вида моделей;

в последовательных приближениях, соответствующих поэтапному изучению и освоению месторождения, — разведка — опытно-промышленная эксплуатация — разработка — доработка — процесса моделирования от общего к частному, от осредненного к конкретному (геолого-статистические, аналого-экстраполяционные, экстраполяционные);

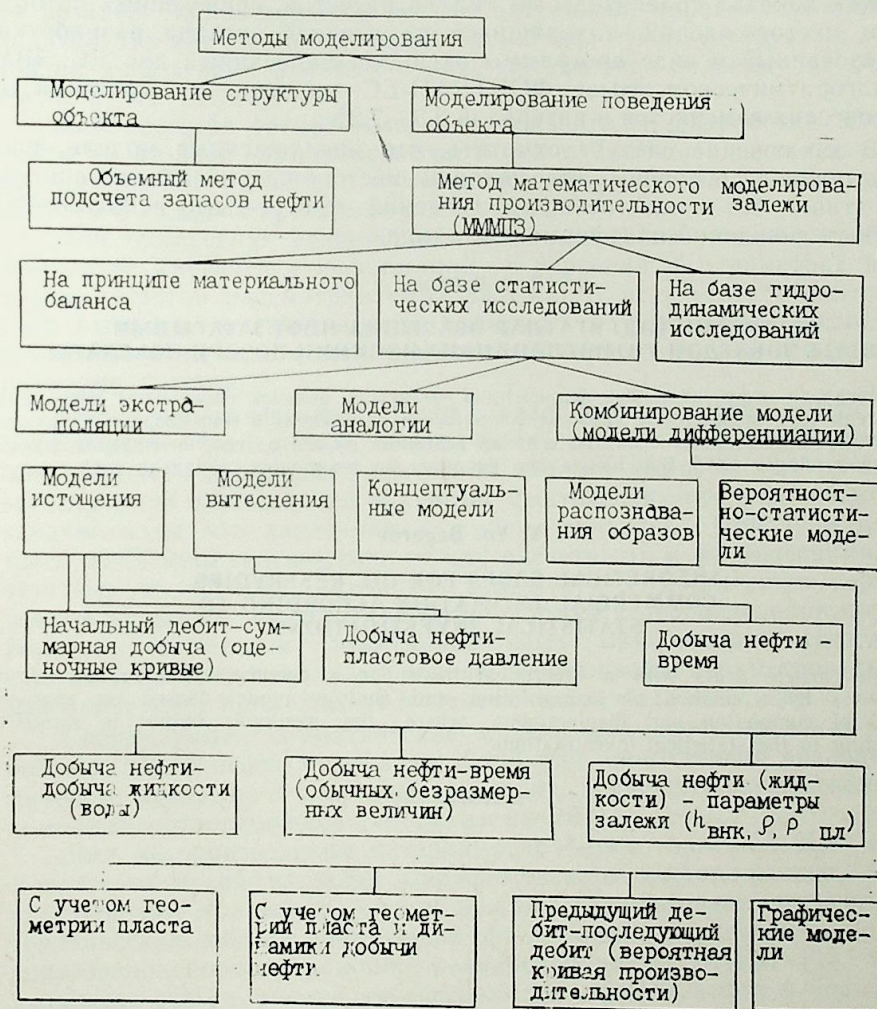
в дальнейшем развитии методики МЭА, как в целом, с учетом экстенсивного пути развития, так и по отдельным моделям, к которым характерно путь интенсификации функции, что повышает поле действия модели и этим обеспечивает гибкость в их практических применениях.

Суть системного подхода к классификационной схеме данной методики заключается в представлении подсчетных моделей в виде ряда уровней организации, находящихся в отношении последовательного подчинения и соответствующих определенной стадии изученности.

Неоднородность и многообразие геологического строения и процессов разработки продуктивных пластов, с одной стороны, и наличие общности, и с другой, позволяют классифицировать залежи и способы их оценки. Основные критерии, используемые для классификации статистических моделей, следующие: степень изученности и характер информации, особенности геологического строения (пластовые режимы, условия залегания, геологическое районирование и т. д. и разработки залежи (степень охвата залежи сеткой скважин, характер обводнения) Все модели, используемые для промышленной оценки залежи в

соответствии с основным принципом МЭА, можно разделить на две подсистемы: экстраполяционные, основанные на изучении той или иной связи по таким показателям, как добыча нефти, воды, время разработки, характер обводнения залежи, пластовое давление и т. д. (динамически-вероятностные) и аналогии (статистически-вероятностные).

В подсистеме экстраполяционных моделей можно выделить типы, основанные на характеристике истощения, вытеснения и их комбинации вероятностно-статистические. Выделяются и комбинированные модели, используемые преимущественно для дифференциации и оценки запасов нефти и залежей, находящихся на ранних стадиях разработки разнохарактерных залежей и залежей сложного строения.



Классификация моделей подсчета запасов нефти

Ниже предложена классификация моделей подсчета запасов нефти, основанная на статистических исследованиях отдельных классов моделей.

Процесс подсчета запасов методом МЭА строится на модульном принципе. Эти модули следующие:

1) модуль интерпретации и обобщения геолого-физических данных и распознавание геологической модели (дифференцированной залежи);
2) модуль анализа эксплуатации, выделение пластовых режимов и предварительных сведений об изменениях в системе разработки в будущем;

3) модуль выбора оптимальных моделей подсчета запасов, выбор интервала истории разработки, по которому определяются коэффициенты моделей, и вычисление извлекаемых запасов нефти.

Как показал сравнительный анализ расчетов, проведенных по объемам месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, реализованный в виде программы экспресс, написанный для ЕС ЭВМ на алгоритмическом языке ФОРТРАН-ЕС, значение расхождений от фактических изменяется в интервале 3,3—7,2%.

В заключение следует отметить, что предложенные модели, разработанные в основном для условий месторождений геосинклинального типа, без существенных изменений могут быть использованы для месторождений платформенного типа.

Т. J. Бахаров

СТАТИСТИК ТЭДГИГАТЛАР ЭСАСЫНДА НЕФТ ЖАТАҒЫНЫН СЭНАЈЕ ЧЭҒЭТДЭН ГИЈМЭТЛЭНДИРИЛМЭСИНИН НЭЗЭРИ ЭСАСЛАРЫ

Магаләдә нефт жатағынын јер сәтһинә чыхарыла биләчәк еһтијатыны һесабламағ үчүн јени үсул верилір. Бу үсул екстраполјасија вә аналојија моделләриндән, жатағын мәһсулдарлығынын статистик тәдгигатлар эсасында ријазин вә график моделләшдирилмәсиндән ибарәт олуб, һәр һансы бир кеолоји вә технолоји шәраитдә тәтбиғ олуна биләр.

Т. Yu. Bagarov

THEORETICAL BASES FOR OIL RESERVOIRS COMMERCIAL ESTIMATION ACCORDING TO STATISTICAL INVESTIGATIONS

The article deals with a theoretical basis for a commercial estimation of oil reservoirs by a method of extrapolation and analogy models based on characteristics of completion and displacement where the reservoir output is simulated according to the statistical investigations.

УДК 553.98.048

И. Д. АМЕЛИН, А. В. ДАВЫДОВ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ДЛЯ ПРОГНОЗА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Прогноз технологических показателей разработки залежей нефти на поздней стадии является весьма актуальной народнохозяйственной задачей, так как уже в настоящее время число эксплуатируемых объектов на этой стадии в нашей стране превышает половину их общего числа и эта доля растет.

Для прогноза технологических показателей разработки залежей нефти на поздней стадии рекомендуются следующие два метода: гидродинамические расчеты с применением современных математических моделей и по характеристикам вытеснения.

Для применения современных математических моделей требуется обобщение имеющейся информации о строении и параметрах нефтеносных пластов рассматриваемой залежи. В результате строится модель залежи и воспроизводится история ее фактической разработки путем математического моделирования с корректировкой основных параметров пластов.

Под воспроизведением истории разработки залежей нефти понимается расчет основных технологических показателей (добычи нефти, обводненности продукции, изменения запасов нефти и др.) за период эксплуатации залежей при заданных фактических отборах жидкости и закачки воды или давлениях на забоях скважин. При этом должно быть достигнуто соответствие между расчетными и фактическими показателями во времени. Указанное соответствие достигается корректировкой исходных данных о строении залежей и распределении параметров пластов методом последовательных приближений. Иногда эта процедура называется «настройкой», «подгонкой» параметров системы или адаптацией применяемой математической модели залежи.

Современные математические модели для проектирования разработки залежей нефти учитывают в той или иной степени реальные физические процессы в пластовых условиях, а расчеты осуществляются с помощью соответствующих программ на ЭВМ.

Для воспроизведения истории разработки залежей D_{II} и D_{IV} Константиновской площади Серафимовского месторождения, эксплуатирующихся при водонапорном режиме, использована двумерная математическая модель двухфазной фильтрации жидкости в условиях упруговодонапорного режима, разработанная во ВНИИ [1]. Модель позволяет решать задачи двухфазной фильтрации нефти и воды с произвольными фазовыми проницаемостями в неоднородном по проницаемости, толщине и другим параметрам пласте при разнообразных начальных и граничных условиях. Важным достоинством данной моде-

ли является возможность учета работы отдельных скважин в системе разработки залежей. Именно это обстоятельство обеспечивает детальность корреляции параметров пласта, исходя из индивидуальных особенностей работы каждой из скважин.

Практика воспроизведения истории разработки показывает, что даже по длительно эксплуатируемым залежам информация об их строении и параметрах пластов (особенно в области водонапорной системы, о неоднородности пластов в пределах залежи), как правило, недостаточна. Это приводит к существенным различиям расчетных показателей разработки на первом этапе расчетов по сравнению с фактическими.

Конечно, надежнее и быстрее было бы воспроизводить историю разработки залежей в автоматизированном режиме, выдвинув при этом критерии, по которым следует в основном корректировать параметры. Такой программы пока нет из-за сложности выбора ограниченного числа критериев и многообразия возможных направлений корректировки исходных данных при воспроизведении истории разработки залежей. Более того, теоретически точное воспроизведение истории разработки залежей при зависимости расчетных показателей от ряда заведомо недостаточно достоверных исходных характеристик и параметров залежей невозможно. Однако при ограничении точности воспроизведения показателей разработки залежей, например, до $\pm 10\%$, постановка этой задачи становится реальной и достижимой.

Следует подчеркнуть, что решение задач воспроизведения истории разработки залежей на поздней стадии с корректировкой исходных данных является, хотя и недостаточно определенной, но весьма перспективной для обеспечения высокой надежности прогнозирования технологических показателей разработки до предела рентабельности. Кроме того, такой подход позволяет выявлять и учитывать целесообразные изменения в системе разработки рассматриваемой залежи (например, развитие внутриконтурного заводнения, применение методов регулирования процесса разработки, форсированной добычи жидкости, бурение дополнительных скважин и др.).

Для воспроизведения истории разработки залежей нефти необходимо совершенствовать математические модели, в частности, создавать трехмерные трехфазные модели, учитывающие капиллярные явления при фильтрации неоднородных жидкостей. Следует также разрабатывать поэтапно автоматизированное моделирование процесса воспроизведения истории разработки.

Поскольку процедура корректировки параметров залежей основывается на сопоставлении расчетных и фактических показателей разработки во времени, необходимо принять такие критериальные показатели, которые бы достаточно определенно характеризовали процесс разработки залежи нефти. В качестве критериев сопоставления расчетных и фактических величин принято изменение величин годовой добычи нефти и обводненности добываемой жидкости. Текущая добыча нефти является, несомненно, важнейшим показателем и целью эксплуатации залежи. Обводненность же продукции существенно зависит от неоднородности пласта. Поэтому указанные критерии определяют возможность корректирования распределения проводимости и запасов

нефти по пласту, характер зависимостей фазовых проницаемостей от насыщенности и др.

В процессе воспроизведения истории разработки залежей нефти в условиях водонапорного режима следует выделять, по крайней мере, два этапа их эксплуатации — при упруговодонапорном режиме (до искусственного заводнения) и при искусственном заводнении.

Первый этап воспроизведения используется для уточнения размеров, строения и параметров пласта в пределах водонапорной системы залежи, о которых обычно имеется весьма ориентировочное предварительное представление. Критерием сравнения на этом этапе является сопоставление изменения во времени расчетного и фактического пластового давления в различных участках залежи при фактических отборах жидкости.

Второй этап моделирования является основным, так как он характеризуется большей продолжительностью и в процессе его формируются наиболее важные показатели разработки, обусловленные неоднородностью параметров пласта в пределах залежи.

Приемлемость для воспроизведения истории разработки залежей обводненности продукции 40—60% и более обусловлена тем, что в этот период определенно формируется процесс обводнения добываемой продукции в соответствии с реальной неоднородностью геолого-физических характеристик продуктивных пластов. В указанный период оказывается возможным установить реальную картину распределения параметров пласта в пределах залежи и в законтурной области, после чего использовать уточненную модель залежи для прогноза показателей разработки.

В методическом плане можно выделить следующие основные геолого-физические характеристики залежи, которые необходимо корректировать, в первую очередь, с целью достижения наибольшего соответствия между изменением во времени расчетных (при принятых исходных данных в процессе расчетов) и фактических показателей разработки:

гидропроводность пласта в законтурной области и границы водонапорной системы;

распределение проницаемости пласта по площади залежи, которое отображает его неоднородность (величины толщины, пористости и нефтенасыщенности пласта на начальном этапе воспроизведения истории могут быть приняты как сравнительно достоверные);

зависимости относительных фазовых проницаемостей пласта для нефти и воды от воднасыщенности;

балансовые запасы нефти в залежи, либо их распределение по площади (путем уточнения толщин, пористости или нефтенасыщенности пласта по участкам залежи).

Возможна корректировка и других характеристик или параметров рассматриваемой залежи в процессе воспроизведения истории ее разработки (например, положение тектонических нарушений, величины коэффициентов продуктивности скважин и др.).

На рис. 1 приведены результаты воспроизведения истории разработки по залежи Д_{II} Константиновской площади при первом и последнем расчете. Как следует из приведенного рисунка, в случае принятия в расчетах предварительных исходных данных не обеспечивается

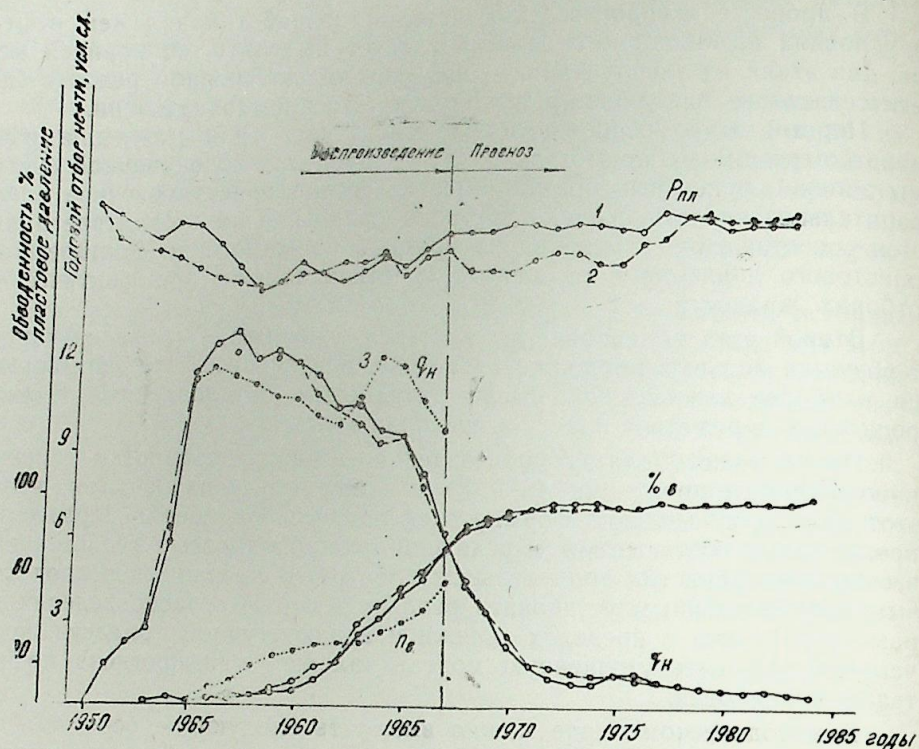


Рис. 1. Расчетные и фактические показатели разработки залежи Д₁₁ Константиновской площади:

1—фактические показатели; 2—расчетные показатели при последнем расчете; 3—расчетные показатели при первом расчете; $R_{пл}$ —пластовое давление; %в—обводненность добываемой жидкости; q_n —годовая добыча нефти

ся удовлетворительных результатов и только после корректировки исходных данных получено достаточно хорошее совпадение расчетных и фактических показателей разработки.

В результате расчетов было установлено, что наиболее корректируемым параметром для данной залежи является распределение проницаемости. Так, например, в юго-западной части залежи было обнаружено отсутствие влияния здесь водонапорной системы, что дало основание для введения непроницаемой границы в примыкающей к залежи законтурной области. В южной части залежи проницаемость была уменьшена в 1,5—2 раза, что позволило достаточно точно отразить работу добывающих скважин. Более подробно процесс воспроизведения истории разработки данной залежи изложен в работе [2].

Интерес к воспроизведению истории разработки залежи Д_{1V} объясняется тем, что она некоторое время разрабатывалась при заводнении, а затем — на естественном упруговодонапорном режиме. Поэтому первый этап воспроизведения в данном случае имел особое значение. На рис. 2 приведено сравнение расчетного и фактического из-

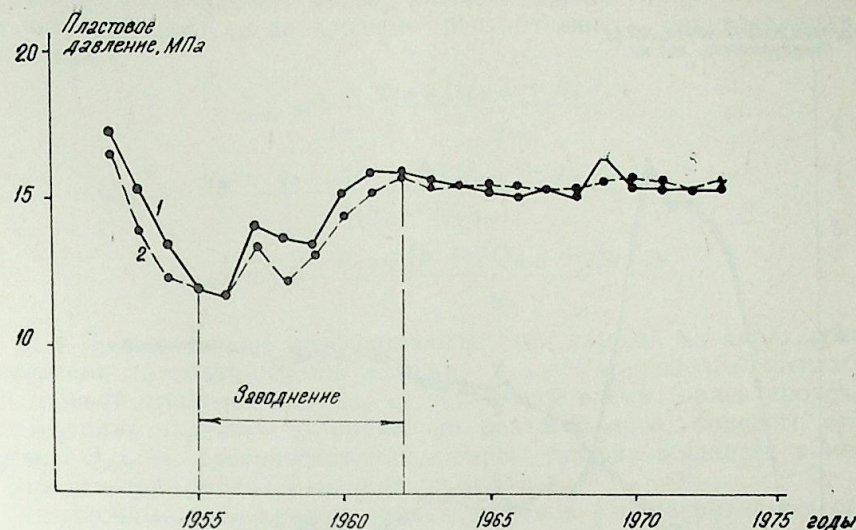


Рис. 2. Сопоставление расчетного и фактического изменения пластового давления по залежи Д_{1V} Константиновской площади: 1—фактическое; 2—расчетное

менения пластового давления в залежи, которое показывает, что в данном случае размеры и проводимость законтурной области предварительно установлены достаточно верно.

Одним из основных вопросов при воспроизведении истории разработки данной залежи было установление начального распределения нефтенасыщенности и, как следствие, корректировка распределения балансовых запасов в различных участках залежи. Кроме того, проводилось уточнение зависимостей относительных фазовых проницаемостей и распределения проницаемости по площади залежи. После этих операций удалось с достаточной точностью воспроизвести историю разработки данной залежи (рис. 3).

Основными достоинствами первого метода прогноза показателей разработки залежей нефти на поздней стадии являются:

возможность уточнения строения водонапорной системы залежей и геолого-физических параметров (в пределах залежей и водонапорной системы) на основе воспроизведения истории их разработки;

учет различных мероприятий по изменению системы воздействия на залежь (внедрение дополнительного внутриконтурного заводнения, циклического метода изменения направления фильтрационных потоков, очагового заводнения увеличения темпов закачки воды и др.);

возможность анализа и сравнения различных вариантов доработки, планирования и оценки методов увеличения нефтеотдачи;

осуществление длительного и относительно достоверного прогнозирования показателей разработки, что имеет важное значение для долгосрочного перспективного планирования добычи нефти по рассматриваемым объектам.

Главным недостатком этого метода является практическая неприемлемость его применения в нефтегазодобывающих управлениях из-за

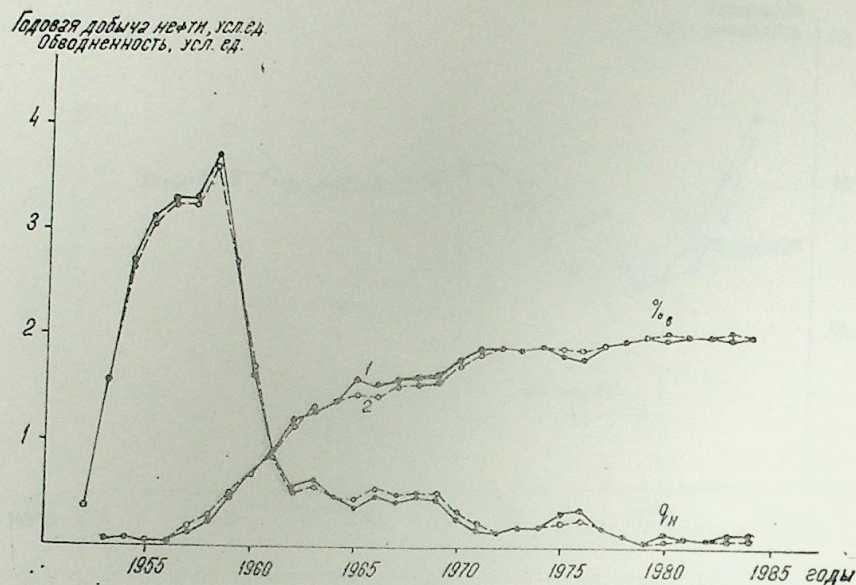


Рис. 3. Расчетные и фактические показатели разработки залежи Д1V Константиновской площади (условные обозначения те же, что и на рис. 1)

необеспеченности их современными ЭВМ и высококвалифицированными научными кадрами, а также сравнительная трудоемкость процесса воспроизведения истории разработки в связи с ограниченностью необходимого минимума данных о строении залежей и параметров пластов.

Таким образом, данный метод прогноза целесообразно применять для объектов, в основном определяющих уровень добычи нефти по предприятию, на которых планируется проведение различных мероприятий по изменению систем разработки, а также при проектировании методов повышения нефтеотдачи пластов.

Второй метод прогнозирования показателей разработки залежей нефти на поздней стадии требует применения так называемых характеристик вытеснения. Под характеристиками вытеснения нефти водой понимаются зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости или воды при различных модификациях координат. На основании обобщения опыта разработки большой группы длительно эксплуатируемых объектов в терригенных коллекторах при водонапорном режиме и статистической обработки результатов показано, что наиболее надежными для уточнения остаточных извлекаемых запасов нефти являются характеристики вытеснения, предложенные Г. С. Камбаровым — Д. Г. Алмамедовым — Т. Ю. Махмудовой (АзНИПИнефть, 1974 г.) и С. Н. Назаровым — Н. В. Сипачевым (ТашПИ, 1972 г.). В работе [3] приведено подробное обоснование выбора этих характеристик вытеснения. Для залежей с повышенной вязкостью нефти ($\rho_0 \leq 5$) можно использовать характеристику вытеснения, предложенную в работе [4].

Извлекаемые запасы нефти, которые можно отобрать из залежи при эксплуатации ее до предела рентабельности, определяются из уравнений:

$$Q_{\text{низ}} = b - \frac{q_{\text{н.п.р}} [Q_{\text{ж.ф}} + q_{\text{ж}} t_{\text{ост}}]}{q_{\text{ж}}} \quad (1)$$

$$Q_{\text{низ}} = \frac{q_{\text{ж}} - q_{\text{н.п.р}} [a + b (Q_{\text{ж.ф}} + q_{\text{ж}} t_{\text{ост}})]}{b(q_{\text{ж}} - 2q_{\text{н.п.р}})} \quad (2)$$

$$Q_{\text{низ}} = a + b - \frac{q_{\text{н.п.р}} [b + (Q_{\text{ж.ф}} + q_{\text{ж}} t_{\text{ост}})]}{q_{\text{ж}}} \quad (3)$$

где a, b — постоянные коэффициенты для каждой из характеристик вытеснения рассматриваемой залежи; $q_{\text{н.п.р}}$ — предельно рентабельный годовой отбор нефти; $t_{\text{ост}}$ — остаточное время (ориентировочное) эксплуатации залежи до предельно рентабельного годового отбора нефти; $Q_{\text{ж.ф}}$ — фактическая накопленная добыча жидкости к моменту определения извлекаемых запасов нефти.

Остаточные извлекаемые запасы нефти в рассматриваемом объекте на дату определения равняются:

$$Q_{\text{онз}}(t) = Q_{\text{низ}} - Q_{\text{н.доб.}}(t), \quad (4)$$

где $Q_{\text{н.доб.}}(t)$ — накопленная добыча нефти на дату определения запасов нефти по данным разработки является, по существу, прогнозом на длительную перспективу, резонно предположить, что указанные характеристики вытеснения могут быть применены и для прогнозирования других технологических показателей разработки (изменения во времени добычи нефти, воды, обводненности добываемой жидкости и др). С учетом того, что характеристики вытеснения являются приближенными зависимостями, были обоснованы оптимальные сроки надежного прогноза показателей разработки. Установлено, что период надежного прогноза технологических показателей разработки по характеристикам вытеснения составляет около 5 лет. Расхождение расчетных и фактических величин годовой добычи нефти при этом не превышает $\pm 8-10\%$.

При прогнозе показателей разработки по характеристикам вытеснения можно учесть отключение скважин. Изменение числа действующих добывающих скважин во времени, как показывает опыт разработки, достаточно хорошо аппроксимируется экспоненциальной зависимостью:

$$n_d = f \exp(-kt), \quad (5)$$

где f, k — коэффициенты, определяющие темп отключения добывающих скважин; t — время, отсчитываемое с начала заключительного прямолинейного отрезка характеристики вытеснения.

В работе [5] достаточно подробно рассматривается методика прогноза показателей разработки по характеристикам вытеснения с учетом отключения скважин.

Расчеты и сопоставление прогнозных и фактических показателей по ряду длительно разрабатываемых залежей, а также сопоставление результатов прогноза по характеристикам вытеснения с результатами математического моделирования показали удовлетворительное совпа-

дение. Таким образом, прогноз технологических показателей разработки с учетом отключения скважин более реально отражает процесс эксплуатации залежей в поздней стадии.

Для прогноза показателей разработки залежей нефти, эксплуатирующихся при режимах истощения (растворенного газа или гравитационного) в поздней стадии рекомендуется зависимость $Q_{н \cdot t}$ от времени t , предложенная А. В. Копытовым (УфНИИ, 1970 г.). После определения постоянных коэффициентов в указанной зависимости, по данным предшествующей эксплуатации, прирост прогнозной накопленной добычи нефти рассчитывается по уравнению:

$$Q_n(t) = a - \frac{b}{t} \quad (6)$$

Относительно метода прогнозирования добычи нефти по характеристикам вытеснения следует отметить, что они могут применяться не только для залежей в целом, но и для групп скважин или отдельных скважин. Область их применения в скважинах, эксплуатирующихся при водонапорном режиме, начинается с обводненности продукции 50—60% и более, а в скважинах эксплуатирующихся при режимах истощения, — с отбора из залежей примерно около половины начальных извлекаемых запасов нефти.

Основными достоинствами второго метода прогноза являются: использование минимума исходной информации (в основном данных о разработке объекта); достаточная для промышленной практики точность при ограниченном по времени прогнозе; простота применения данного метода, что предоставляет возможность использования его непосредственно в нефтегазодобывающих управлениях.

К недостаткам данного метода относятся: сравнительная кратковременность надежного прогноза технологических показателей разработки;

ограниченная возможность учета различных мероприятий в процессе доработки залежей (бурение новых скважин, форсирование отбора жидкости и др.);

отсутствие возможности учета различных изменений в системе воздействия на пласты.

Исходя из отмеченного, метод прогноза по характеристикам вытеснения можно применять для залежей, по которым недостаточна или отсутствует информация о геолого-физических параметрах (из-за чего нельзя применить первый метод), а также если доработка объекта намечается при сложившейся системе.

Выводы

1. Для условий эксплуатации залежей при водонапорном режиме возможно применение двух методов прогнозирования технологических показателей: математического моделирования с воспроизведением предшествующей истории разработки и характеристик вытеснения.

2. Указанные методы, обладая рядом определенных преимуществ и недостатков, не исключают друг друга, а могут и должны применяться в ряде случаев параллельно.

Литература

1. Индельман П. В., Кац Р. М. Математическое моделирование процесса разработки нефтяного месторождения с помощью модели двухфазной фильтрации слабосжимаемых жидкостей. — Сб. науч. тр. ВНИИ, 1982, вып. 81, с. 54—62.
2. Амелин И. Д., Давыдов А. В. Методы прогноза показателей разработки залежей нефти при водонапорном режиме на поздней стадии. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1987, № 4, с. 17—22.
3. Амелин И. Д., Субботина Е. В. Определение извлекаемых запасов нефти в залежах на поздней стадии разработки по характеристикам вытеснения нефти водой. — Нефтепромысловое дело и транспорт нефти, 1985, № 3, с. 1—5.
4. Давыдов А. В. Прогнозирование технологических показателей разработки залежей нефти в поздней стадии. — Нефтепромысловое дело и транспорт нефти, 1985, № 10, с. 8—10.
5. Амелин И. Д., Гомзинов В. К., Давыдов А. В. Оценка технологических показателей разработки залежей нефти по базовому варианту. — М.: ВНИИОЭНГ, 1984.—46 с.

И. Д. Амелин, А. В. Давыдов

СОН МЭРЬЭЛЭДЭ ИШЛЭНМЭ КӨСТЭРИЧИЛЭРИНИН ПРОГНОЗУНДА ЖАТАГЫН ИСТИСМАР МЭ'ЛУМАТЛАРЫНДАН ИСТИФАДЭ ОЛУНМАСЫ

Мәғаләдә нефть жатағларының ишләнмәсинин ахырынчы мәрһәләсиндә (сулашма 40—60%-дән артығ вә јахуд жатағын башланғыч чыхарылан нефть еһтијатындан јарыја јахын чыхарылдығда) параметр көстәричиләринин (һәмчинин ајры-ајрылығда гујуларын) прогнозлашдырмасының ики үсулу көстәрилмишдир.

Биринчи үсул ријазии моделни параметр көстәричиләринин жатағын ишләнмә тарихинә көрә дәғигләшдирилмәсини вә сонра верилән маје һасилатына көрә көстәричиләрин прогнозлашдырмасыны нәзәрдә тутмушдур.

Икинчи үсул исе јалғыз бешилик прогнозу әһатә етмиш вә сыхылма хүсусијәтләри васитәси илә јеринә јетирилмишдир.

I. D. Amelin, A. V. Davidov

USE OF OIL RESERVOIR EXPLOITATION DATA TO PREDICT DEVELOPMENT INDICES AT A LATER STAGE

The article shows two methods for prediction of oil reservoirs exploitation indices (and separate wells as well) at a later stage (after water encroachment of 40—60% or more of production, or after a half production of initial oil reserves).

The first method reproduces the reservoirs development history by the mathematical simulation with parameters correction and the following indices prediction at the given fluid production. The second one is carried out by displacement characteristics and limited approximately by 5 years of prediction.

УДК 622.276.654/4.001.

А. Б. ЗОЛОТУХИН, Н. А. ЕРЕМИН, Л. Н. НАЗАРОВА

ПРОМЫШЛЕННАЯ ОЦЕНКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ СИСТЕМНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

В последнее время значительно возросла доля небольших по размерам и запасам залежей со сложной геологической структурой и с высоковязкой нефтью в общем объеме открытых нефтяных месторождений. Промышленная оценка прогнозной нефтеотдачи и ресурсных затрат на разработку таких залежей весьма немаловажная для задач краткосрочного и перспективного планирования развития нефтедобывающей отрасли. Кроме того, увеличение арсенала новых эффективных методов воздействия на нефтяные пласты позволяет по-новому оценить промышленные возможности как разрабатываемых, так и находящихся в консервации нефтяных залежей.

Использование устоявшихся, традиционных подходов к оценке месторождений с точки зрения их промышленной разработки трудоемко, долговременно и требует привлечения большого числа высококвалифицированных инженеров-проектировщиков. Альтернативой таким подходам является компьютерное прогнозирование, основанное на использовании систем автоматизированного проектирования (САПР) и экспертных систем (ЭС) и их сочетании [1].

Подобные системы отличает высокая скорость и надежность обработки информации, а также эффективность в прогнозной оценке нефтяных залежей. Так, время, затрачиваемое на полномасштабное проектирование варианта разработки нефтяного месторождения, составляет от 3—5 мин до 1 ч. Помимо возрастающей скорости обработки информации использование САПР и ЭС позволяет получать наиболее оптимальные по целому ряду характеристик (нефтеотдача, расчетная денежная оценка и т. п.) варианты разработки. Так, использование САПР разработки нефтяных месторождений (САПР, РНМ), созданной в Институте проблем нефти и газа АН СССР и Минвуза СССР и МИНГ им. И. М. Губкина, при проектировании группы месторождений Советского Союза позволяло всегда получать лучшие проектные решения по сравнению с теми, которые были получены традиционными методами проектирования. Этот результат объясняется двумя причинами: использованием процессов локальной и глобальной оптимизации проектных решений и возможностями генерировать достаточно представимое множество «почти оптимальных» проектных решений для гарантированного выбора наилучшего варианта разработки.

В настоящее время САПР РНМ имеет следующую структуру* (рис. 1). Наиболее слабое место в системе — отсутствие разработан-

* Как развивающаяся система, САПР РНМ постоянно совершенствует свою структуру.

ной в отрасли базы данных о нефтяных месторождениях СССР. В связи с этим формирование такой базы производится вручную по имеющейся информации о том или ином конкретном месторождении. Другим

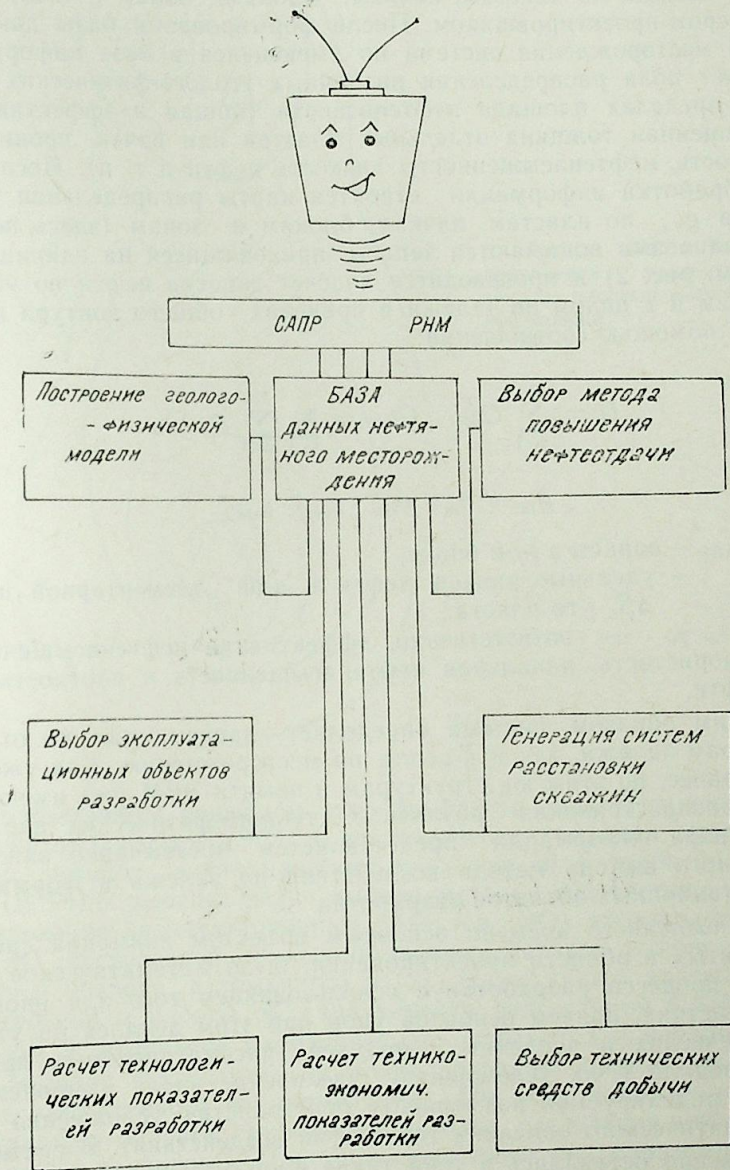


Рис. 1. Структура САПР РНМ

серьезным недостатком, снижающим общую эффективность работы системы, является отсутствие автоматизированной системы обработки и сопоставления данных ГИС, гидродинамических, сейсмических и других видов исследований пластов и скважин.

Чрезвычайно важным для промышленной оценки залежей является возможно более детальное воспроизведение ее структуры при построении геолого-физической модели месторождений. В САПР РНМ эта операция выполняется ЭВМ с помощью кусочно-линейной аппроксимации данных по пластам, пачкам, блокам, зонам и т. д., вводимых инженером-проектировщиком. После формирования базы данных нефтяного месторождения система по имеющейся в базе информации генерирует поля распределения различных геолого-физических параметров в пределах площади нефтеносности (общая и эффективная нефтенасыщенная толщина отдельных пластов или пачек, проницаемость, пористость, нефтенасыщенность, вязкость нефти и т. п.). После указанной обработки информации строятся карты распределения удельных запасов g_{y_1} по пластам, пачкам, блокам и зонам (здесь под удельными запасами понимаются запасы, приходящиеся на единицу площади) (см. рис. 2) и производится подсчет запасов нефти по указанным объектам и в целом по залежи в пределах общего контура нефтеносности с помощью соотношений:

$$G = \sum_{i=1}^M G_{Бли}, \quad G_{Бли} = \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^K g_{jk} \Delta S_k, \quad (1)$$

$$g_{ik} = h_{ik} \cdot m_{ik} \cdot s_{ик} \cdot \rho_{ик}, \quad (2)$$

где $G_{Бли}$ — запасы в i -ом блоке;

g_{ik} — удельные запасы нефти в k -ой элементарной площадке ΔS_k j -го пласта;

$h, m, s_{ик}, \rho_{ик}$ — соответственно, эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость, начальная нефтенасыщенность и плотность пластовой нефти.

Таким образом, система определяет запасы как по отдельным структурам залежи, так и в целом по месторождению. Как уже указывалось ранее, по этим же структурам в памяти ЭВМ уже имеются данные о распространении различных геолого-физических параметров. Такого рода информация представляется чрезвычайно важной для правильного выбора метода воздействия на залежь и формирования эксплуатационных объектов разработки.

До последнего времени основным объектом внимания специалистов, занятых в области проектирования, было математическое моделирование процесса разработки с использованием того или иного метода воздействия, причем основной упор при этом делался на уточнение математических и численных моделей рассматриваемых процессов, что приводило к их усложнению (увеличение числа компонентов системы и моделируемой размерности пространства, усложнение в смысле математического описания технологий воздействия). В связи с этим незаслуженно оставались в тени такие проблемы проектирования, как выбор технологий воздействия, формирование эксплуатационных объектов разработки и целый ряд других не менее важных и сложных проблем, наиболее трудно формализуемых для их описания на языке математики. По-видимому, использование классических методов математики для решения указанных проблем сопряжено с большими сложностями и малоэффективно.

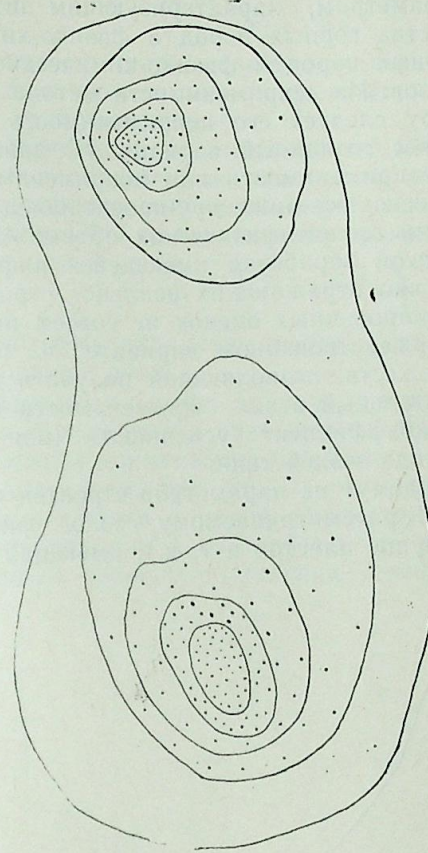


Рис. 2. Карта распределения удельных запасов площади нефтяной залежи

Альтернативным решением этой проблемы является использование экспертных систем (ЭС) и неклассических методов математики, например, методов теории нечетких множеств. В разработанной версии САПР РНМ решение задач выбора методов воздействия на пласт и формирования эксплуатационных объектов (ЭО) производится с помощью ЭС, построенной на использовании методов теории нечетких множеств и подхода, изложенного в [2]. Ниже дается краткое описание построения и работы ЭС, являющейся подсистемой САПР РНМ.

Анализ и обобщение промышленного испытания и внедрения различных методов воздействия на пласт позволяет определить область наиболее эффективного их применения. По мере накопления информации границы области применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) могут изменяться. При этом существует ряд параметров, определяющих область применимости того или иного МУН.

С целью выбора критериев применимости МУН пластов был проведен анализ литературных источников. При выборе этих критериев и интервалов их изменения предпочтение отдавалось новым литературным данным [3—7]. Данные о границах применимости 18 различных методов увеличения нефтеотдачи приведены в [8]. Как следует

из [8], каждый из 18 методов оценивается с точки зрения его применимости по 18 различным параметрам, характеризующим литологические и петрофизические свойства горных пород и физико-химические свойства горных пород и физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов. Из неприменимости метода по какому-либо отдельному параметру следует его неприменимость по всей совокупности параметров. Ранее созданный вариант ЭС давал вполне определенную оценку применимости или неприменимости того или иного МУН. Однако поскольку инженеру-проектировщику приходится иметь дело с моделями геолого-физических объектов, построенными на основе статистической обработки имеющейся информации и поэтому более или менее точно отражающих реальное строение залежей, использование детерминированных оценок не совсем правомерно. Именно поэтому в усовершенствованном варианте ЭС была использована идея нечетких множеств, позволяющая получать не только утвердительный или отрицательный ответ о применимости того или иного МУН, но и оценивать коэффициент успешности (или степень риска) применения данного метода воздействия.

Следуя работе [2], по каждому из параметров строится функция принадлежности данного МУН рассматриваемому геолого-физическому объекту (ГФО) (пласту, группе пластов и т. д.), имеющая вид:

$$c_i = \left[1 + \left(\frac{p - p_*}{p_{0,5} - p_*} \right)^\beta \right]^\gamma, \quad i=1, 2, \dots, n \quad (1)$$

где $p_{0,5}$ — значение параметра в точке перехода;

p_* — граничное значение параметра;

β, γ — коэффициенты;

n — количество рассматриваемых МУН.

Задаваясь значимостью или весами различных параметров можно построить функцию принадлежности рассматриваемого метода воздействия данному ГФО по следующему правилу:

$$c = \sum_1^n a_i c_i, \quad \text{где } \sum_1^n a_i = 1 \quad (2)$$

Если по k -му параметру информация отсутствует, то его вес принимается равным нулю.

По указанному выше правилу строятся функции принадлежности по всем имеющимся в базе данных МУН для всех ГФО, после чего строятся карты применимости каждого МУН на данном конкретном месторождении (см. рис. 3). Одновременно определяется охват каждого ГФО и залежи в целом рассматриваемым методом воздействия как по площади, так и по запасам. На рис. 4 приведена гистограмма распределения запасов C по степени успешности применения одного из

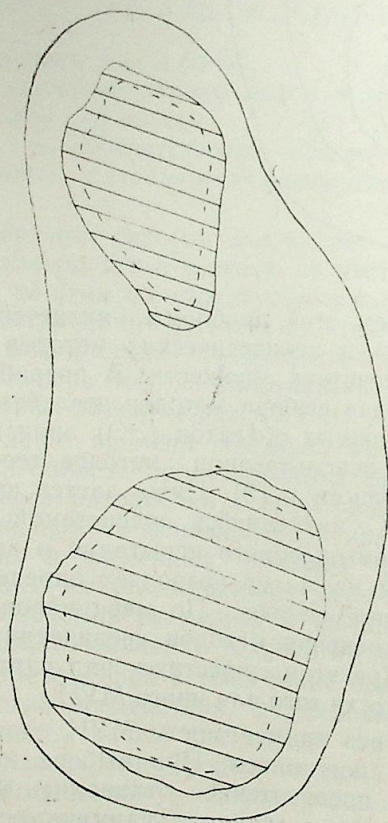


Рис. 3. Карта оценки применимости метода увеличения нефтеотдачи нефтяной залежи:
— границы применимости МУН (сплошная линия); границы зоны рентабельного применения МУН (пунктирная линия)

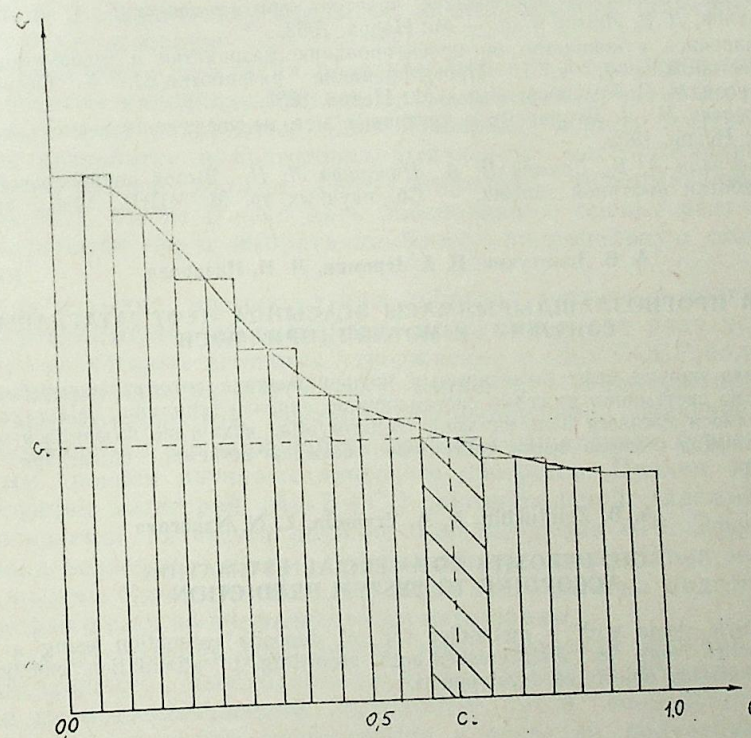


Рис. 4. Гистограмма распределения запасов C по степени успешности применения метода увеличения нефтеотдачи c на нефтяной залежи

методов воздействия на залежь. Аналогичные гистограммы строятся и по каждому ГФО в отдельности. Поскольку описанные построения основываются на близости (в каком-то смысле) свойств пластов и насыщающих их жидкостей, они же могут быть использованы и для выделения эксплуатационных объектов.

Таким образом, с помощью описанных выше процедур ЭВМ формирует целый ряд вариантов, различающихся как по методам (или совокупности методов) воздействия, так и по выделенным ЭО разработки. Последующая оценка технических и технико-экономических показателей позволяют выделить зоны рентабельного применения рассматриваемых МУН (см. рис. 3), после чего для выбранных систем расположения скважин производится окончательный расчет вариантов разработки с последующим выбором оптимального варианта.

Литература

1. Золотухин А. Б., Еремин Н. А. Основные этапы системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений. Труды научно-технической конференции молодых ученых и специалистов, Москва, 2—4 декабря 1985 г./МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, 1985 г. Деп. во ВНИИОЭНГ. 20.10.86. НТ 1313.
2. Заде Л. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. — М.: Мир, 1976, с. 163.
3. Глазов В. М., Плужникова Б. И. Теплофизические и химические методы повышения нефтеотдачи пластов. — М.: ВИНТИ 1982, т. 13, с. 118—160.
4. Ибрагимов Т. З., Хисамутдинов Н. И. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. — М.: Недра, 1983.
5. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении/ Т. А. Бурдынь, А. Т. Горбунов, Л. В. Лютин и др. — М.: Недра, 1983.
6. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, т. 1, Проектирование разработки/Ш. К. Гиматудинов, Ю. П. Борисов, М. Д. Розенберг и др.—М.: Недра, 1983.
7. Сургуев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985.
8. Золотухин А. Б., Еремин Н. А., Назарова Л. Н. Выбор рационального варианта разработки нефтяной залежи. — Сб. научных тр. М. МИНГ, 1986, вып. 199, с. 17—24.

А. Б. Золотухин, Н. А. Еремин, Л. Н. Назарова

СИСТЕМ ПРОГНОЗЛАШДЫРЫЛМАСЫ ЭСАСЫНДА НЕФТ ЖАТАГЛАРЫНЫН СЭНАЈЕЧЭ ГИЛМЭТЛЭНДИРИЛМЭСИ

Мәгаләдә мөвчүд нефт жатагларынын ишләнилмәсинин автоматлашдырылмыш лажиләшдирмә системинин вә сечмә системләринин анализи верилмиш, лажә тәсир методунун сечилмәси мәсәләси һәлл едилмиш, гејри-мүјјән чохлаулар нәзәријјәси методларындан истифадә етмәклә сечмә системинин эсасында истисмар объектләри тәшкил олунмушдур.

A. B. Zolotukhin, N. A. Eryomin, L. N. Nazarova

OIL DEPOSITS COMMERCIAL ESTIMATION ACCORDING TO SYSTEM PREDICTION

The article deals with a methodics for oil deposits estimation using a system prediction which may be distinguished both according to stimulation methods and studied exploitation objects of development.

УДК 553.98.048

А. И. АЛИЕВ, Р. Р. ДЖАФАРОВ, А. А. КЕРИМОВА

ОПЫТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ОЦЕНКИ И ПОДГОТОВКИ К РАЗРАБОТКЕ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАСПИЯ

Особенности освоения морских месторождений, в связи с ограниченностью сроков службы гидротехнических сооружений, требуют обеспечения ускоренного темпа их разведки и разработки, что зависит от целого ряда факторов, в том числе от расстояния до береговых баз обслуживания, от глубины моря, от уровня оснащённости техническими средствами ведения буровых работ, строительства гидротехнических сооружений и обустройства месторождений и др. В настоящее время поисково-разведочное бурение в Каспийском море осуществляется в более сложных геологических условиях (при глубинах объектов разведки до 6000—6500 м) и на больших глубинах моря (150—200 м), что в целом приводит к повышению затрат на геолого-разведочные работы и на подготовку открытых месторождений (залежей) к промышленному освоению.

В этой связи на стадии разведки морских месторождений должна быть оценена народнохозяйственная значимость и экономическая рентабельность их разработки. Следовательно, период опытно-промышленной разработки и подготовки выявленных месторождений и залежей к разработке должен быть настолько информативным, чтобы можно было бы не только дать обоснованную оценку рентабельности их разработки, но и выбрать наиболее рациональную схему их освоения.

Как известно, месторождения (залежи) считаются подготовленными для промышленной разработки при соблюдении ряда условий, основным из которых является утверждение в ГКЗ СССР балансовых и извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов, имеющих промышленное значение, а также обоснование их кондиционности для промышленного освоения современным уровнем научно-технического прогресса. Причем запасы промышленных категорий (A+B+C₁) месторождений, залежей или подготавливаемой их частей должны быть не менее 80%. Эффективность периода разведки и опытно-промышленной эксплуатации месторождения должна быть оценена удельными затратами на подготовку запасов нефти и газа по промышленным категориям.

Для обеспечения ускоренного темпа освоения морских месторождений (залежей) необходимо сократить время от открытия до подготовки их к промышленной разработке путем совмещения периодов опытно-промышленной эксплуатации и разведки, получения полной и надежной информации о выявленных залежах при минимальном количестве пробуренных поисково-разведочных скважин. При этом основ-

ной задачей периода опытно-промышленной эксплуатации и разведки должна быть подготовка выявленных месторождений и залежей к разработке с учетом принципов дальнейшего обустройства месторождения.

В многопластовых месторождениях с большим этажом нефтегазоносности обычно в целях ускоренной разведки месторождения и подготовки его к промышленной разработке за возможно кратчайший срок глубокое поисково-разведочное бурение ведется поэтапно, т. е. параллельно с разведкой верхнего этажа ведутся поиски новых залежей в нескрытой части разреза.

Разведка и подготовка морских нефтегазовых месторождений к промышленному освоению в Каспийском море осуществляется в основном бурением поисково-разведочных скважин с плавучих технических средств (СПБУ и ППБУ) и опережающих эксплуатационных скважин с морских стационарных платформ (МСП).

При бурении разведочных и опережающих эксплуатационных скважин с морских гидротехнических сооружений темп разведки выявленных залежей зависит от темпа строительства МСП. Опережающие эксплуатационные скважины с МСП бурятся в основном наклонно-направленными, что затрудняет проведение в процессе ОПЭ промысловых гидродинамических исследований по определению емкостно-фильтрационных свойств коллекторов и характеристики насыщающих их пластовых флюидов.

Поисково-разведочные скважины, пробуренные с ППБУ, после опробования продуктивных по геофизике интервалов разреза и проведения промысловых исследований подлежат ликвидации, как выполнившие свои геологические задачи, или же эксплуатируются подводно-устьевым оборудованием, что, по существу исключает проведение соответствующих гидродинамических исследований.

Выявленные к настоящему времени в акватории Каспийского моря нефтяные и газоконденсатные месторождения можно подразделить на 3 группы:

— месторождения, подлежащие к промышленному освоению (Аляты-море, 8 Марта, им. Каверочкина, им. 26 Бакинских комиссаров, Ливаново-восточная, б. ЛАМ и др.);

— месторождения, находящиеся в промышленной разработке (Нефтяные Камни, Грязевая Сопка, им. 28 Апреля, Бахар, Сангачалы-море-Дуваный-море—о. Булла, Булла-море, б. Жданова и др.).

— месторождения, находящиеся в завершающей стадии разработки (Песчаный-море, б. Дарвина, о. Артема, о. Жилой, Гюргяны-море).

По указанным месторождениям Каспийского моря накоплен обширный фактический материал, позволяющий дать промышленную оценку новым месторождениям и уточнить запасы разрабатываемых месторождений с целью обеспечения рациональной их разработки (таблица).

Как было отмечено, вопрос о сокращении сроков разведки и подготовки морских месторождений нефти и газа к промышленному освоению приобретает важное народнохозяйственное значение, что требует максимального сокращения времени от открытия месторождений и залежей до окончательной подготовки их к промышленной разработке. С этой точки зрения опыт разведки и подготовки к промышленному ос-

Месторождение	Глубина моря, м	Дата			Колич. пробуренных скважин на дату утверждения запасов	
		начала разведки	получения первого промышленного притока нефти и газа	утверждения запасов в ГКЗ СССР	поисково-разведочных	опережающих эксплуатационных

Азербайджанский сектор Каспийского моря

1. Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла	3—16	1951	1963	1968	65	—
2. Булла-море	18—30	1965	1973	1981	42	3
3. Аляты-море	10	1960	1983	—	14	—
4. 8 Марта	10—15	1981	1984	—	6	—
5. Южное	10	1951	1962	1968	17	—
6. о. Жилой	5—10	1947	1947	1980	52	—
7. Грязевая Сопка	0—50	1953	1954	1969	45	—
8. Нефтяные Камни	0—60	1949	1949	1952	33	—
9. им. 28 Апреля	84—300	1977	1979	1985	14	12
10. им. Каверочкина	120—300	1983	1985	—	2	—
11. им. 26 Бакинских комиссаров	140—350	1985	1987	—	1	—
12. Песчаный-море	8—15	1950	1952	1971	111	—
13. Бахар	10—25	1955	1968	1973	80	—

Туркменский сектор Каспийского моря

14. б. ЛАМ	20—30	1971	1972	—	21	—
15. б. Жданова	15—20	1965	1968	1980	35	—
16. Ливанова-восточн.	50—70	1971	1974	—	11	—
17. Губкина	25—35	1971	1973	—	9	—

воению газоконденсатно-нефтяного месторождения им. 28 Апреля заслуживает особого внимания.

Площадь им. 28 Апреля введена в поисковое бурение в 1977 г. заложением скв. 1 на северо-западной периклинали структуры с МСП-1 при глубине моря 84 м. Она вскрыла полный разрез ПТ среднего пли-оцена до КаС включительно и оказалась за контуром нефтегазоносности по всем продуктивным горизонтам.

Месторождение открыто в 1979 г. второй поисковой скважиной (№ 4), пробуренной с МСП-1. В последующем по результатам опробования была установлена многопластовость месторождения. Нефтяные залежи были установлены в X горизонте и свите «перерыва», а газоконденсатные — в свитах нижнего отдела ПТ (КаС, ПК и НКП). По данным промыслово-геофизических исследований скважин предполагается продуктивность V, VI, VII, VIII и IX горизонтов балаханской свиты ПТ.

После установления по результатам опробования и промыслово-геофизических исследований скважин большого этажа нефтегазонос-

ности разреза ПТ с целью сокращения срока подготовки месторождений к промышленному освоению дальнейшая разведка его осуществлялась по этажам эксплуатационных объектов. Бурение поисково-разведочных скважин на нижний этаж разведки с базисным горизонтом КаС осуществлялось с ППБУ. Задача разведки верхнего этажа с базисным горизонтом свиты «перерыва» осуществлялась разведочным и опережающим эксплуатационным бурением с МСП. Такое подразделение разреза ПТ на этажи разведки вполне обоснованно в связи с большим этажом нефтегазоносности разреза и широким интервалам глубин залегания продуктивных объектов, наибольших контуров нефтегазоносности базисных горизонтов и относительно больших глубин (более 4200 м) залегания свиты нижнего отдела ПТ; при этом были приняты во внимание и вопросы рациональной разработки месторождения, т. е. каждый этаж разведки принимают с таким расчетом, чтобы совместить промышленную разведку месторождения с периодом ОПЭ. Это позволило обеспечить ускоренный ввод выявленных залежей нефти X горизонта и свиты «перерыва» в промышленную разработку в течение 6 лет со дня открытия месторождения. На дату утверждения запасов в ГКЗ на месторождении было пробурено 14 поисково-разведочных и 12 опережающих эксплуатационных скважин.

Следует подчеркнуть нетрадиционное расположение первых поисковых скважин (№ 1, 4 и 6) на периклинали структуры, что позволило предварительно определить контуры выявленных нефтяных залежей X горизонта и свиты «перерыва» и тем самым обеспечило ускоренный ввод их в ОПЭ.

В связи с увеличением глубины моря от 84 м на северо-западе до 300 м на юго-восточной части структуры и отсутствием в начальный период разведки ПБУ для бурения при глубинах моря 100 м и более опережающие эксплуатационные скважины были сконцентрированы на северо-западной периклинали структуры.

Опыт поэтапной разведки и подготовки к промышленному освоению месторождений им. 28 Апреля может быть успешно распространен на новые глубоководные месторождения — им. Каверочкина и им. 26 Бакинских комиссаров.

А. И. Әлиев, Р. Р. Чәфәров, Ә. Ә. Кәримова

ХЭЗЭР ДЭНИЗ ЈАТАГЛАРЫНЫН СЭНАЈЕЧЭ ГИЈМЭТЛЭНДИРИЛМЭСИ ВЭ ИШЛЭНМЭЈЭ ҺАЗЫРЛАНМАСЫ ТЭЧРҮБЭСИ

Мәгаләдә нефт вә газ јатагларынын сәнајечә ишләнилмәјә һазырланмасы мәгсәдилә бу јатагларын өјрәнилмәси мәсәләләриндән бәһс едилір. Дәнизин дәрин һиссәсиндә јерләшән нефт вә газ јатагларынын кәшф едилмә хусусијјәтләри вә онларын сәнаје мәгсәдилә мәнимсәнилмәси мүддәтләринин ғысалдылмасы мәсәләләринә бахылыр. Сәнаје ишләнилмәсиндә олан «28 Април» дәниз қондәнат-нефт јатағынын тимсалында кәшфијјатын мәртәбәләр үзрә апарылмасы мәсләһәт көрүлүр ки, бу да һәм нисбәтән кәсимилишиң јухары һиссәсиндә јерләшән јатагларын кәшфијјат гујулары васитәсилә кеометријасынын мүәјјәнләшдирилмәсини вә һәм дә габаглајычы истисмар гујулары васитәсилә С₁ категоријалы ентијатларын һазырланмасы мүддәтини сүр'әтләндирир. Алынған нәтичәләр јени кәшф едилмиш Каверочкин вә 26 Бақы комиссары адыны дашыјан дәрин дәниз нефт-газ јатагларында тәтбиғ олуна биләр.

A. I. Aliev, R. R. Djafarov, A. A. Kerimova

COMMERCIAL ESTIMATION AND PREPARATION EXPERIENCE FOR DEVELOPMENT OF OFFSHORE DEPOSITS OF THE CASPIAN SEA

The article deals with problems of oil and gas reservoirs study in order to accelerate their preparation for the commercial development. The authors show the deep-sea field named after the 28th of April as an example for the expediency of stage by stage prospecting to reduce time of reservoirs geometrization and reserves preparation. The reserves estimation experience of the field named after the 28th of April may be successfully used at newly discovered deep-sea fields.

УДК 553.98.048

Ю. И. ФАДЕЕВ

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ СТАТИСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Несоответствие плановых показателей и фактических данных по добыче нефти в процессе эксплуатации вызывает необходимость в проведении исследований, направленных на повышение достоверности оценки остаточных извлекаемых запасов нефти разрабатываемых месторождений. Решению этой важнейшей проблемы нефтегазопромышленной геологии способствует комплексный подход к подсчету запасов углеводородов: объемный метод, метод материального баланса и статистический.

Подсчет извлекаемых запасов нефти статистическим методом позволяет оценивать степень соответствия между величиной остаточных извлекаемых запасов нефти, рассчитанных на основании многофакторного корреляционного и регрессионного анализа геолого-физических свойств коллекторов и пластовых жидкостей с учетом запроектированных показателей разработки, и запасами, вовлеченными в процессе разработки и рассчитанными в результате статистической обработки данных по эксплуатации предшествующего периода с последующей экстраполяцией полученных зависимостей до конца разработки.

В настоящее время добыча основного объема нефти осуществляется на месторождениях, разрабатываемых с поддержанием пластового давления. В качестве закачиваемого реагента в большинстве случаев используется вода. В связи с этим весьма актуальной является возможность применения статистического метода подсчета извлекаемых запасов нефти месторождений, разрабатываемых в условиях вытеснения нефти водой и находящихся на разных стадиях разработки, а не только в четвертой (при обводненности продукции более 90—95%), как это принято в настоящее время.

Вовлеченные в процессе разработки и оцениваемые статистическим методом величины остаточных извлекаемых запасов нефти месторождений, разрабатываемых в условиях вытеснения нефти водой, могут рассчитываться на основании взаимосвязи накопленной добычи нефти и обводненности продукции, выраженной в различных формах; 1) накопленная добыча нефти — накопленная добыча воды (метод М. И. Максимова); 2) накопленная добыча нефти — накопленная добыча суммарной жидкости (метод Б. Ф. Сазонова); 3) накопленная добыча нефти—обводненность продукции [1]. Физической основой этих расчетов является зависимость относительной проницаемости коллектора для нефти и воды от водонасыщенности.

В качестве объектов исследования взяты залежи нефти, приуроченные к терригенным коллекторам яснополянского надгоризонта ниж-

Геолого-техническая характеристика объектов разработки месторождений Пермской области

Группа	№	Месторождение, площадь	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент		Проницаемость, 10 ⁻¹⁵ , км ²	Пористость, %	Относит. вязкость нефти, усл. ед.	Производительность, т/сут. МПа	Вид заводнения
				расчетности	песчаности					
I	1	Каменноложская	35	2,4	0,62	0,22	16,5	0,6	112	2*
	2	Полазненское	19	3,4	0,62	0,22	15,7	1,8	20	1
	3	Яринская	32	4,3	0,56	0,19	15,5	0,6	94	1
II		Среднее	29	3,4	0,6	0,21	15,9	1,0	73	4
	4	Гондыревское	15	7,5	0,4	0,539	20,8	11,2	26	3
	5	Павловское	9	7,3	0,5	0,35	20,0	6,0	38	3
	6	Падунское	16	7,9	0,42	1,586	20,7	12,0	275	1
		Среднее	13	7,6	0,44	0,825	20,5	9,7	113	

Примечание: * Вид заводнения: 1 — законтурное; 2 — законтурное в сочетании с приконтурным; 3 — внутреннеконтурное; 4 — избирательное.

него отдела каменноугольной системы. Геолого-технологическая характеристика яснополянских залежей приведена в таблице.

Необходимым условием успешного применения статистического метода подсчета извлекаемых запасов нефти является надежное обоснование области его применения. Использование статистических зависимостей для подсчета запасов без учета особенностей геологического строения месторождения, технологических показателей и стадии разработки, даже при наличии тесной корреляционной связи между выбранными характеристиками и надежно обоснованными статистическими моделями, может привести к значительному искажению наших представлений о величине остаточных извлекаемых запасов нефти. Учет этих особенностей предлагается проводить по следующему комплексу геолого-промысловых признаков, учитываемых при проектировании разработки и оказывающих существенное влияние на процесс извлечения нефти из залежи: эффективная нефтенасыщенная толщина, коэффициенты песчаности и расчлененности, проницаемость, пористость, относительная вязкость нефти, продуктивность. С учетом значительного диапазона изменения величины признаков и различных единиц измерения исходная информация исследуется на ЭВМ методом односвязной группировки по межгрупповым расстояниям, выраженным в стандартных единицах [2]. Результаты обработки наглядно демонстрируются на дендрографе, являющемся дополнительным геолого-промысловым обоснованием необходимости группировки месторождений (рис. 1).

Полученные результаты позволили разделить исследованные месторождения на две группы, отличающиеся друг от друга динамикой обводнения продукции (рис. 2).

Исходя из того, что взаимосвязь нефтеотдачи и обводненности продукции месторождений, разрабатываемых в условиях компенсации отбора жидкости закачиваемой в пласт водой, в логарифмическом и полулогарифмическом масштабах аппроксимируется прямыми линия-

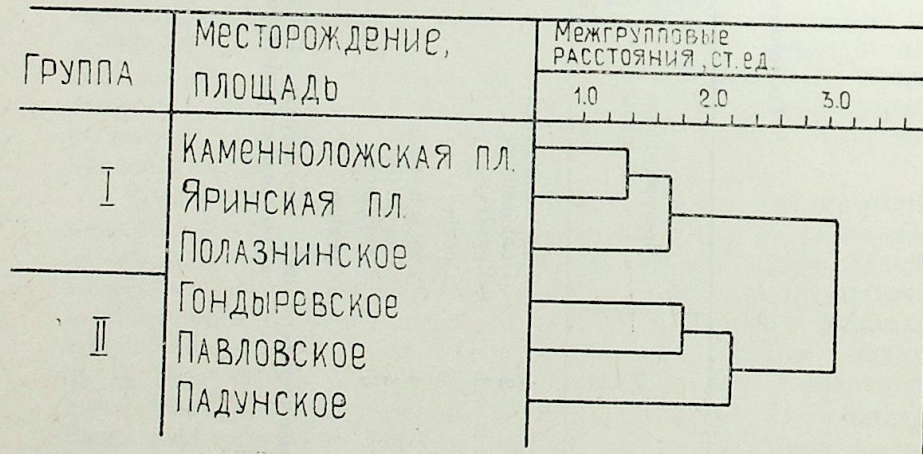


Рис. 1. Дендрограф результатов группирования яснополянских объектов разработки

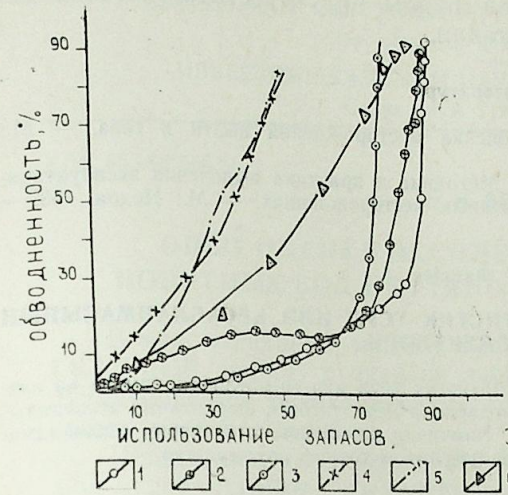


Рис. 2. Зависимость обводненности продукции от степени использования извлекаемых запасов нефти (усл. ед.):

1—Каменноложская площадь; 2—Полазненское месторождение; 3—Яринская площадь; 4—Гондыревское месторождение; 5—Павловское месторождение; 6—Падунское месторождение

ми, в качестве расчетных статистических моделей рекомендуется использовать степенную ($y = ax^b$) и логарифмическую ($y = \ln x$) зависимости. Высокие значения коэффициентов корреляции (0,946—0,994) и малая разность между индексом детерминации и квадратом коэффициента корреляции свидетельствуют о высокой степени соответствия используемых математических моделей эмпирическому распределению параметров. Это обстоятельство позволяет использовать рассматриваемые зависимости для экстраполяции значений прогнозируемого показателя — накопленной добычи нефти (конечного коэффициента нефтеотдачи).

Обоснование области применения статистического метода подсчета запасов по обеим группам проведено по следующей схеме.

1. Величина остаточных извлекаемых запасов нефти рассчитывается по всему объему выборки исходного материала, характеризующего разработку месторождения в условиях компенсации добычи жидкости закачиваемой в пласт водой. Исследованные месторождения находятся на завершающих стадиях разработки и характеризуются обводненностью продукции более 90—95%.

2. Подсчет остаточных запасов нефти по последовательно уменьшаемому объему используемого для расчетов фактического материала с последующим сопоставлением рассчитанной величины запасов с результатами, полученными по всему объему исходного материала, и фактическими показателями разработки.

Результаты выполненных исследований позволяют сделать следующие выводы:

1. Достоверная оценка остаточных извлекаемых запасов нефти статистическим методом месторождений, разрабатываемых в условиях вытеснения нефти водой, возможна при обводненности продукции более 70%.

2. Применение статистического метода на месторождениях первой группы ($\mu_0 < 4$) возможно только на третьей (в конце) и четвертой стадиях.

3. На месторождениях второй группы ($\rho_0 > 4$) статистический метод применим с начала третьей стадии.

Литература

1. Гришин Ф. А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. — М.: Недра, 1985.—277 с.
2. Каналин В. Г., Дементьев Л. Ф. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. — М.: Недра, 1982.—224 с.

Л. И. Фадеев

ГАЛЫГ НЕФТ ЁТИЈАТЫНЫН СТАТИСТИК ҮСУЛ ИЛӘ ЁСАБЛАНМАСЫНЫН БӘЪЗИ АСПЕКТЛӘРИ

Мәгаләдә галыг нефт ётијатынын статистик үсул илә гижмәтләндирилмәси вә еләчә дә јатағын мұхтәлиф ишләнмә мәрһәләләриндә онун тәтбиғи шәраитини әсәсләндирилмәси мәсәләләри шәрһ олунмушдур. Һәмчинин алынмыш нәтичәләрин ишләнилмәдән алынған фактики мәлүмәтләрлә тутушдурулмәси тәклиф олунмушдур.

Yu. I. Fadeev

SOME ASPECTS OF RESIDUAL OIL RESERVES ESTIMATION BY STATISTICAL METHOD

The article considers a methodics of a residual oil reserves estimation by a statistical method and substantiates the conditions of its use at various stages of the reservoir development with the following comparison of the calculated value of reserves with the results obtained according to real development indices.

УДК 553.98:556.3

Э. Б. ВЕЛИЕВА

ОПЫТ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАПАСОВ ПОПУТНЫХ ВОД НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛА

В классификации запасов месторождений, утвержденной в 1983 г. ГКЗ СССР, наряду с оценкой запасов нефти, газа и конденсата, предусматривается оценка эксплуатационных запасов попутных вод нефтяных месторождений.

Попутные воды залежей нефти, в которых наряду с йодом и бромом присутствуют соединения магния, калия, бора, иногда рубидия, цезия, стронция и другие, соответствующие минимально промышленным концентрациям, представляют интерес для народного хозяйства страны как целый ряд ценных компонентов.

Применительно к задачам оценки попутных вод в ВСЕГИНГЕО в 1985 г. было разработано методическое руководство [1], в котором предлагается определять возможную длительность прогнозного периода, суммарный объем попутных вод за оставшийся период разработки месторождений, качество попутных вод по условно принятым концентрациям микроэлементов и геолого-экономическое обоснование перспектив их использования.

На примере месторождения Кала была проведена оценка запасов попутных вод, при этом по всем залежам, разрабатываемым в основном в 1934 г., выработка нефти в настоящее время производится при высоком проценте обводненности (свыше 90%). Так как нефть и вода представляют собою единую гидродинамическую систему, то вопрос определения запасов попутных вод оценивался нами параллельно с оценкой остаточных запасов нефти.

Первая задача — определение длительности прогнозного периода решалась также, как и при оценке остаточных извлекаемых запасов нефти по конкретным эксплуатационным горизонтам, т. е. для попутной воды бралось то же остаточное время эксплуатации залежи до предельно рентабельного годового отбора нефти. Вторая задача — оценка запасов попутных вод, следуя работе [1], проводилась с использованием графиков зависимостей (рисунок) накопленного количества воды ($\sum Q_w$) $\sum Q_w = f(\lg t)$ и отношения накопленного количества воды ($\sum Q_w$) к накопленному количеству нефти ($\sum Q_n$) которое отражает коэффициент обводненности нефти (α). Эти показатели характеризуют суммарный нарастающий отбор жидкости за какой-то отрезок времени, считая от начала разработки для залежей с упруговодонапорным режимом с проявлением режима растворенного газа. Прямолинейный участок этих графиков экстраполируется в пределах прогнозного периода (не менее 25 лет) и на начало (i) и на конец ($j+1$) каждого принятого интервала (рекомендуется пять лет) снимаются соответствующие значения $\sum Q_w$ и $\sum Q_w / \sum Q_n = \alpha$. Ожидаемый отбор попутных

вод за каждый промежуточный интервал определяется по выражению:

$$\sum Q_{в,i} = \sum Q_{ж,i+1} \times \left(\frac{\alpha_{i+1}}{\alpha_{i+1} + 1} \right) - \sum Q_{ж} \times \left(\frac{\alpha_1}{\alpha_{i+1}} \right) \quad (1)$$

Оценка запасов попутных вод данным приемом была проведена по всем горизонтам. Экстраполяция кривой накопленной жидкости и

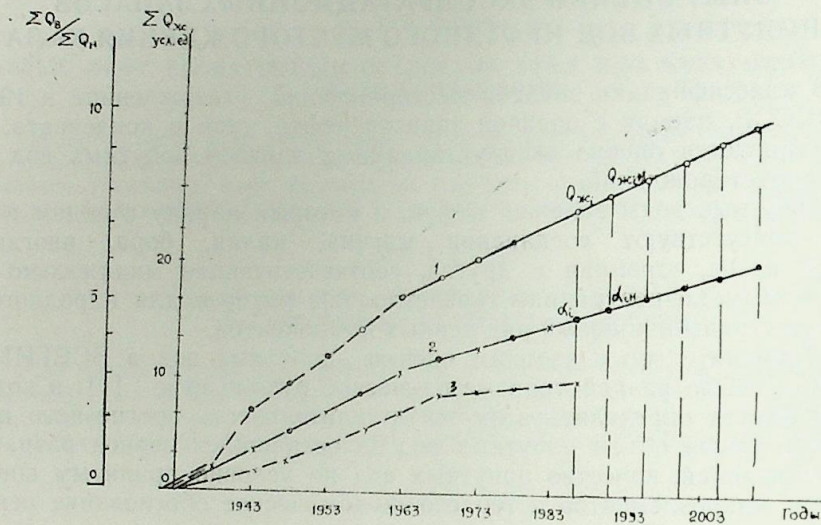


График изменений показателей разработки во времени:
1—зависимость $\sum Q_{ж} = f(tgt)$; 2—зависимость $\sum Q_{в} / \sum Q_{н} = f(tgt)$
3—зависимость $\sum C_{ж} = f(tgt)$

показателя обводненности по прямолинейному участку была удовлетворительной по залежам, по которым за последние 15—20 лет отмечается стабильный действующий фонд скважин (рисунок, кривые 1 и 2). Необходимо отметить, что такие горизонты, как III, IV, IVa, IV, VII—IX и КаС₂, в поздней стадии эксплуатации характеризуются выбытием значительного количества скважин из действующего фонда в основном по техническим причинам. По этим залежам указанные зависимости практически оказались неприемлемыми для оценки эксплуатационных запасов попутных вод. Так, например, горизонт VII—IX с 1967 г. характеризуется выбытием фонда скважин по техническим причинам и экстраполяция участка кривой за последние 20 лет разработки не дает реальной величины ОИЗВ (рисунок, кр. 3).

В связи с этим весьма актуальной является возможность прогнозирования запасов попутных вод по снижению уровня годовой добычи воды во времени $Q_{в} = f(lgt)$. Для установления зависимости годовой добычи воды во времени в целом по залежи принимался тот участок кривой, который лучше совмещался с прямой линией в системе полулогарифмических координат, при этом учитывался интервал изменения годовой добычи нефти во времени, на основании которого подсчи-

тывался остаточный извлекаемый запас нефти (ОИЗН). По коэффициенту снижения годовой добычи воды (b) во времени, начальной (a_0) и конечной (a_k) годовой добычи воды подсчитывался остаточный извлекаемый запас воды (ОИЗВ) как по переходящему фонду скважин ($Q_{оизв}$), так и по новым скважинам ($Q'_{оизв}$), по следующим формулам (аналогично оценке ОИЗН [2]):

$$Q_{оизв} = \frac{a_0}{1-b} - \sum Q_{в}; \quad (2)$$

$$Q'_{оизв} = \frac{a_k \cdot n}{1-b}, \quad (3)$$

где $\sum Q_{в}$ — добыча воды за расчетный период; n — количество новых скважин. Сумма полученных запасов по переходящим и новым скважинам и составила ОИЗВ по каждому конкретному горизонту. Этот прием, в отличие от ранее рассмотренного, при оценке ОИЗВ учитывает запасы также по новым скважинам и может применяться при различных режимах разработки залежи.

Оценка запасов попутных вод была выполнена также по кривой снижения содержания нефти в единице объема жидкости при нарастающем ее отборе [2] по тем горизонтам, которые характеризуются водонапорным режимом. Для определения ОИЗВ строится график следующим образом. На оси ординат в логарифмическом масштабе откладываем содержание нефти в объеме жидкости (условно принято для каждого горизонта), последовательно отбираем во времени, а на оси абсцисс — принятый нарастающий отбор жидкости.

Экстраполяция прямой линии на графике до экономического предельного содержания нефти дает точку пересечения, характеризующую величину отбора жидкости, из которой, при вычитании суммарного отбора жидкости за расчетный период и остаточных запасов нефти, получаем остаточные запасы попутной воды.

Сопоставление всех трех приемов показывает, что по снижению годовой добычи воды во времени и по содержанию нефти в единице объема жидкости по большинству исследуемых горизонтов были получены близкие значения ОИЗВ, а по методическому руководству сходимость результатов с первыми двумя была в том случае, когда залежь на поздней стадии эксплуатации характеризуется стабильным фондом скважин, относительно предыдущих и водонапорным режимом.

Подсчитав остаточные запасы попутных вод по конкретным залежам, согласно работе [1], определяем качество попутных вод по условно принятым минимально промышленным концентрациям микроэлементов.

Исходя из рассмотренного можно отметить, что определение эксплуатационных запасов попутных вод по предложенным приемам при ряде недостатков и преимуществ необходимо применять параллельно с приемами, изложенными в методическом руководстве, что значительно повысит достоверность оценки.

Литература

1. Методические рекомендации по изучению и оценке попутных вод месторождений полезных ископаемых в целях их использования в качестве гидроминерального сырья. — М.: ВСЕГИНГЕО, 1985.—97 с.

Е. Б. Вәлијева

ГАЛА ЈАТАҒЫ ҮЗРЭ НЕФТЛӘ БИРКӘ ҲАСИЛ ОЛУНАН СУ ЕҢТИЈАТЫНЫН ГИЈМӘТЛӘНДИРИЛМӘСИ ТӘЧРҮБӘСИ

Мәгаләдә нефт јатағларында јер сәтиво чыхарылан су еңтијатыны һесабламағ үчүн үч үсул тәклиф олуноур. Биринчи үсул сулашма дәрәчәси илә һасил олмуш су арасында олан асылылығ әјрисинин екстраполјасијасына әсасланыр. Икинчи вә үчүнчү үсуллар исә мувафиг оларағ иллик һасилатын азалмасы ганунаујунлуғуна вә ваһид һәчмдәки нефт тутумунун һасилатын артмасы илә әләгәдар оларағ азалмасына әсасланыр.

Е. В. Velieva

EVALUATION EXPERIENCE OF ASSOCIATED WATER EXPLOITATION RESERVES OF KALA OIL FIELD

The article gives three techniques for associated water reserves estimation. The first one deals with curves extrapolation of dependences of an accumulated liquid and water encroachment index.

The second and third techniques are based on the investigation of the annular water production level decrease in time and oil content per a liquid volume unit when its withdrawal increases.

УДК: 553.982:51.011.57

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ, В. Н. ЛУНИНА

ДИНАМИЧЕСКИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

При эксплуатации залежей нефти на водонапорном режиме исключительно важная роль отводится геологическим аспектам контроля за процессом обводнения. Рассматривая разрабатываемую нефтяную залежь как динамическую систему, следует отнести все мероприятия по обобщению данных ее исследований к моделированию этой системы.

Прежде чем приступить к изучению динамики обводнения, необходимо выяснить особенности начального состояния залежи, включая данные о модели коллектора и оценки начального нефтенасыщения.

Оценочные классификации для каждого конкретного месторождения или эксплуатационного объекта основаны на зависимостях между пористостью и проницаемостью, а также обоих этих параметров от содержания глинистого и карбонатного цемента [1]. Кроме того, представляют интерес и другие петрофизические модели пород-коллекторов. В качестве примера в табл. 1 приводятся связи между коллекторскими свойствами, а также между коллекторскими свойствами и геофизическими параметрами пород месторождений Нижнекуринского нефтегазоносного района. Графическая схема и таблица классификации этих пород-коллекторов показаны на рис. 1.

Выделение пластов-коллекторов в разрезах скважин по характеру насыщения наиболее успешно выполняется по комплексу ГИС и, главным образом, по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) — ρ_n .

Существуют различные способы определения критического значения УЭС — $\rho_{n\text{кр}}$ [2]. Наиболее эффективно выделение продуктивных пластов проводится путем сопоставления величин ρ_n нефтеносных и водоносных пластов с учетом относительных фазовых проницаемостей при фильтрации воды и нефти, поскольку такой подход отражает реальные процессы массопереноса и электропроводности, происходящих в пластах [3].

Эффективным способом группирования пластов как по коллекторским свойствам, так и по характеру насыщения является метод кластер-анализа [4]. В табл. 2 показана классификация пород-коллекторов 1 горизонта месторождения Мишовдаг, полученная в результате кластеризации исходной информации о геофизических параметрах изучаемых пластов, дополняющая классификацию, приведенную на рис. 1.

Начальный период состояния пласта заканчивается с появлением воды в скважине или при изменении водонасыщенности пласта от величины, соответствующей содержанию $K_{\text{но}}$ остаточной (связанной)

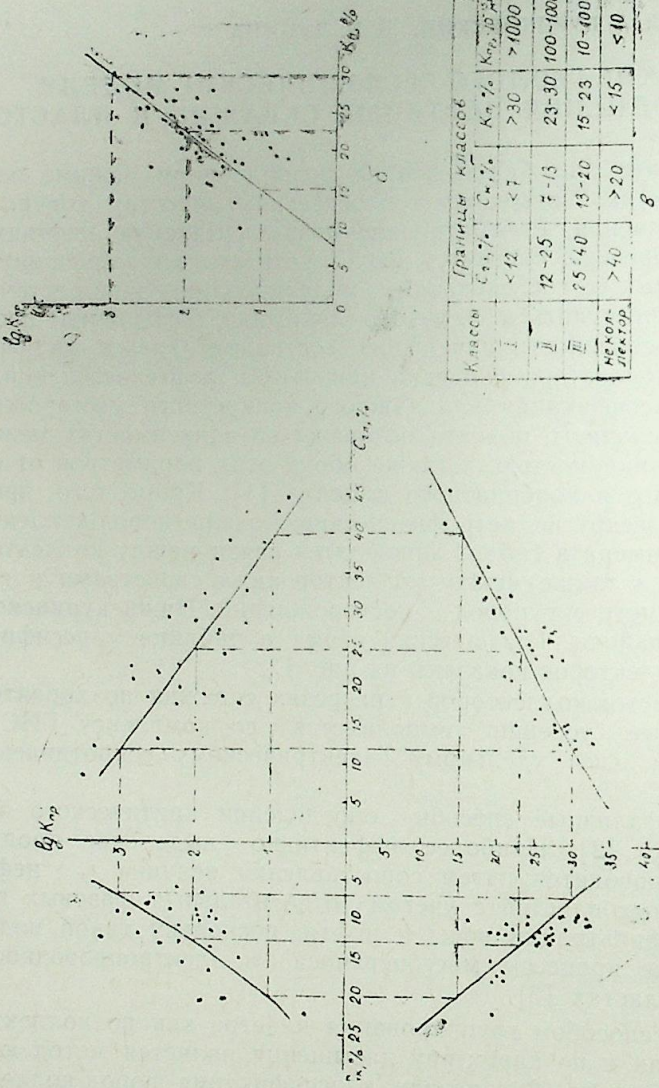


Рис. 1. Зависимости между коллекторскими свойствами (а, б) и классификация (в) пород ПТ Нижнекурильского нефтегазоносного района

Уравнения многомерных связей

Уравнение связи	Кэфф. множ. корреляции	Число определений	Месторождения
$\lg K_{пр} = -0,018 - 0,00019H - 0,0096 C_{гп} + 0,111 K_{он}$	0,78	92	Мишовдаг
$\lg K_{пр} = 2,006 - 0,00012H - 0,01 C_{гп} - 0,015 C_{к} + 0,027 K_{п}$	0,61	137	Кюровдаг
$K_{во} = 100 - 30 \lg K_{пр}$	0,99	46	Мишовдаг
$K_{во} = 75,3 - 16,8 \lg K_{пр} - 12,2 \eta$	0,81	13	"
$K_{по} = 24,2 - 0,006H - 0,5 C_{гп} + 0,3 K_{п} + 3,15 \lg K_{пр}$	0,65	26	"
$\lg K_{пр} = 2,25 + 1,32 \Delta U_{пс} - 0,58 \Delta J_{г} + 3,71 \lg \frac{\rho_{к, 1,05}}{\rho_{ф}} - 4,67 \lg \frac{\rho_{к, 0,55}}{\rho_{ф}}$	0,59	13	"
$K_{п} = 27,8 + 6,05 \Delta U_{пс} - 9,6 \Delta J_{г} - 1,66 \lg \frac{\rho_{к, 1,05}}{\rho_{ф}} - 2,79 \lg \frac{\rho_{к, 0,55}}{\rho_{ф}}$	0,66	"	"
$\eta = 0,29 - 0,18 \Delta U_{пс} + 0,26 \Delta J_{г} - 0,15 \lg \frac{\rho_{к, 1,05}}{\rho_{ф}} + 0,32 \lg \frac{\rho_{к, 0,55}}{\rho_{ф}}$	0,70	"	"
$K_{во} = 60,8 - 6,05 \Delta U_{пс} + 38,4 \lg \frac{\rho_{к, 1,05}}{\rho_{ф}} - 67,5 \lg \frac{\rho_{к, 0,55}}{\rho_{ф}}$	0,52	"	"
$K_{п} = 42,3 + 4,44 \Delta U_{пс} - 8,6 \lg \frac{\rho_{к, 1,05}}{\rho_{ф}} - 0,0066H$	0,53	73	Кюровдаг

воды. Период обводнения заканчивается полным обводнением скважины или достижением значения водонасыщенности пласта, соответствующей объему пор за вычетом объема $K_{он}$ занятого остаточной нефтью.

С момента появления воды в скважине необходимо рассматривать обводненность как динамическую систему, для которой в качестве расчетной модели предложено использовать уравнение логической кривой [5]:

$$V_{в} = \frac{100 e^{100kt}}{100 - (1 - e^{100kt})}, \quad (1)$$

где $V_{в}$ — обводненность, %; t — время с момента появления воды; k — коэффициент пропорциональности.

На серии гипотетических графических моделей и реальных кривых обводненности показано [5], что уравнение (1) описывает самые разнообразные случаи изменения обводненности скважин во времени.

Таблица 2

Классификация пород-коллекторов

Классы	Характеристика класса	Подклассы	Характеристика Под-класса	Предельные (числитель) и средние (знаменатель) значения геофизических параметров						
				ρ_k Омм, при L, м		$\rho_n/\rho_{вм}$		ρ_c/ρ_v		$a_{пс}$
				1,05	2,25	4,25	8,25	$\frac{\rho_n/\rho_{вм}}$	$\frac{\rho_c/\rho_v}$	
I	Нефте-носный	1	Песчаник	$\frac{19,0-28,0}{23,5}$	$\frac{7,5-18,0}{12,8}$	$\frac{8-17,0}{12,5}$	$\frac{11,0-14,0}{12,5}$	$\frac{1,8-4,0}{2,9}$	$\frac{5,7}{5,7}$	$\frac{0,88-0,90}{0,89}$
				$\frac{3,0-14,0}{8,0}$	$\frac{5,0-8,5}{6,8}$	$\frac{4,4-8,5}{6,0}$	$\frac{4,0-8,0}{6,1}$	$\frac{1,37-2,5}{1,9}$	$\frac{2,4-6,7}{4,2}$	$\frac{0,56-0,78}{0,68}$
II	Нефте-воло-носный	1	Песчаник	$\frac{5,2-13,0}{8,8}$	$\frac{3,9-7,5}{5,7}$	$\frac{3,7-7,5}{5,0}$	$\frac{3,7-7,0}{5,3}$	$\frac{1,22-2,22}{1,74}$	$\frac{3,9-10,4}{7,2}$	$\frac{0,70-1,00}{0,85}$
				$\frac{2,1-5,2}{3,3}$	$\frac{1,7-3,2}{2,4}$	$\frac{1,6-2,8}{2,2}$	$\frac{1,4-3,2}{2,2}$	$\frac{0,5-1,08}{0,80}$	$\frac{4,3-9,4}{7,5}$	$\frac{0,65-1,0}{0,86}$
III	Водонос-ный	1	Песчаник	$\frac{2,5-7,5}{4,9}$	$\frac{2,3-4,9}{3,6}$	$\frac{1,8-4,8}{3,2}$	$\frac{1,7-5,6}{3,4}$	$\frac{0,8-1,61}{1,09}$	$\frac{2,6-9,0}{6,4}$	$\frac{0,18-0,70}{0,32}$
				$\frac{2,5-7,5}{4,9}$	$\frac{2,3-4,9}{3,6}$	$\frac{1,8-4,8}{3,2}$	$\frac{1,7-5,6}{3,4}$	$\frac{0,8-1,61}{1,09}$	$\frac{2,6-9,0}{6,4}$	$\frac{0,18-0,70}{0,32}$

Коэффициент пропорциональности k может быть как постоянным, так и переменным. Соответствующим подбором функции $k = \varphi(t)$ можно получить аналитическое выражение типа (1) с числовым коэффициентом, описывающими весь процесс обводнения.

Логическая модель была опробована не только при обводнении скважин, но и в самых разнообразных условиях вытеснения нефти вододелью. Вначале она была проверена на экспериментальных насыпных моделях пласта как однородных, так и слоисто-неоднородных без моделирования остаточной воды. Получено следующее выражение для описания процесса нефтывытеснения:

$$K_v = \frac{100 \exp[100 a (t^*)^{1-b}]}{100 - \{1 - \exp[100 a (t^*)^{1-b}]\}}, \quad (2)$$

с коэффициентами a и b , находящимися в пределах изменения: a — от 0,41 до 0,44 и b — от 0,64 до 0,88. В расчетах по (2) для получения решения в общем виде время взято безразмерным в соответствии с отношением $t^* = \frac{t}{t_{\max}}$, где t — текущее время, t_{\max} — время с момента появления воды до полного обводнения.

Уравнение логистической кривой было использовано при геолого-промысловых исследованиях в качестве аналитического выражения, описывающего динамику обводнения залежи. С учетом сказанного об отличиях процессов обводнения скважин и пластов выражения (1) и (2) для пласта принимают вид:

$$K_v = \frac{(1 - K_{ов}) K_{он} \exp[(1 - K_{он}) k t^*]}{1 - K_{он} - K_{ов} + K_{ов} \exp[(1 - K_{он}) k t^*]}, \quad (3)$$

где K_v , $K_{ов}$, $K_{он}$ — коэффициенты, соответственно, водонасыщенности пласта, остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности.

Был обобщен и проанализирован материал по обводнению 60 эксплуатационных объектов 16 месторождений Азербайджана и 4 нефтегазовых залежей на территории Куйбышевской области. Эти объекты различаются по типу коллектора (терригенный — для месторождений Азербайджана и карбонатный — для месторождений Куйбышевской нефтегазоносной области), характеризуются разнообразными геолого-геофизическими условиями и находятся на самых разных этапах разработки. Общим признаком для них является искусственный или естественный водонапорный режим, значительная продолжительность водного периода и большая обводненность на конечном этапе разработки. По каждому из объектов для кривой обводненности были найдены выражения типа (3).

Анализ гипотетических, скважинных, экспериментальных и геолого-промысловых кривых обводненности показал, что наиболее часто встречаются обратные степенные зависимости коэффициента k от времени. Из 64 кривых обводненности залежей в 57 случаях k имеет обратно-степенную зависимость вида:

$$k = a (t^*)^{-b}, \quad (4)$$

где a и b — эмпирические коэффициенты.

Средние значения этих коэффициентов оказались равными: $a = 0,072$, $b = 0,68$. Между коэффициентами a и b наблюдается статистическая зависимость, которая описывается выражением:

$$b = 1,8 - 15a, \quad (5)$$

вследствие чего коэффициент пропорциональности k можно записать в виде:

$$k = a(t^*)^{-15(0,12-a)} \quad (6)$$

Более детальный геолого-промысловый анализ с применением предложенных моделей был выполнен на примере горизонта ПК_в Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения, I горизонта месторождения Мишовдаг и горизонтов ПК₁, ПК₂ и ПК₃ месторождения Нефтяные Камни. При оценке характера обводнения скважин учитывалось гипсометрическое положение фильтра и время ввода скважин в эксплуатацию. Учет гипсометрии фильтров позволяет оценить скорость подъема ВНК. По всем исследованным объектам построены графики изменения величины подъема ВНК от времени, обобщенные в виде единого графика $H^* = f(t^*)$ в относительных единицах (рис. 2). При 50% обводненности соотношение между H^* и t^* имеет вид:

$$H^* = \frac{H_{\text{ВНК}} - \bar{H}_i}{z} = \frac{\bar{t}_i}{t_{\text{max}}}, \quad (7)$$

где $H_{\text{ВНК}}$ — высотная отметка начального положения ВНК;

z — высота залежи;

\bar{H}_i — средняя глубина фильтров i -го ряда скважин;

t — время 50% обводнения i -го ряда скважин;

t_{max} — максимальное время водного периода.

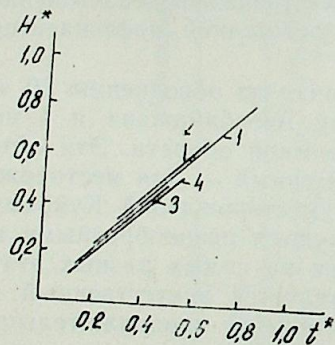


Рис. 2. Зависимость высоты подъема ВНК H^* от времени t^* в относительных единицах по месторождениям: Нефтяные Камни — 9—10 поле (1); 8 поле (2); Балаханы—Сабунчи—Раманы (3); Мишовдаг (4)

Одним из наиболее информативных подходов к изучению обводненности залежи является использование геофизических методов исследования скважин. С целью более эффективного использования методов ГИС предложена модель изменения во времени безразмерной величины УЭС ($\rho_{\text{НГП}}^*$) обводняющихся пластов, имеющая вид:

$$\rho_{\text{НГП}}^* = \left\{ \frac{1 - K_{\text{он}} - K_{\text{ов}} + K_{\text{ов}} \exp [(1 - K_{\text{он}}) k t^*]}{(1 - K_{\text{он}}) \exp [(1 - K_{\text{он}}) k t^*]} \right\}^n, \quad (8)$$

где n — коэффициент смачиваемости.

Динамическая модель безразмерного параметра насыщения ρ_n особым преимуществом которого является независимость его от коллекторских свойств, структуры порового пространства и минерализации пластовой воды, имеет вид:

$$\rho_n = \left\{ \frac{1 - K_{\text{он}} - K_{\text{ов}} + K_{\text{ов}} \exp [(1 - K_{\text{он}}) k t^*]}{(1 - K_{\text{он}}) K_{\text{ов}} \exp [(1 - K_{\text{он}}) k t^*]} \right\}^n. \quad (9)$$

Динамические модели электрических параметров были испытаны на реальных пластах. В качестве объектов исследования были выбраны: горизонт ПК_в Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения, где на участке Раманы, введенном в разработку в 1937 г., наблюдался водонапорный режим, проводился процесс законтурного заводнения и обводненность продукции достигла 90%, и VII горизонт месторождения Сангачалы — Дуванный-море—о. Булла, введенный в эксплуатацию в 60-х годах, — по которым были взяты данные об УЭС пластов на различных этапах разработки.

Построены кривые изменения УЭС пластов от времени при замещении нефти водой для однородного коллектора и слоисто-неоднородной пачки в безразмерных координатах (рис. 3). На расчетные графики нанесены фактические данные об изменении УЭС пластов, соответствующие начальному, текущему и конечному состояниям разработки. На эти графики были также нанесены данные об изменении УЭС нефтеносного пласта в зоне проникновения, полученные по результатам скважинных исследований в открытом стволе [6]. Последняя кривая заняла промежуточное положение между кривыми для слоистой пачки и для однородного коллектора.

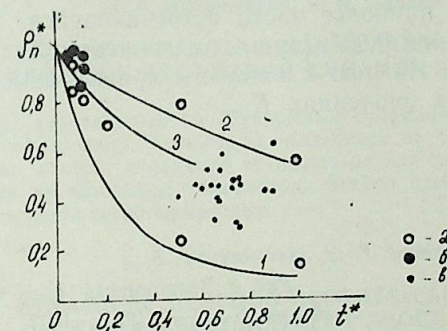


Рис. 3. Зависимости между безразмерными величинами ρ_n^* и t^* для однородного (1), слоисто-неоднородного (2) пластов и для зоны проникновения промывочной жидкости (3):

Данные по залежам: ПК_в площади Раманы (a —усредненные; b —по отдельным скважинам) и VII горизонта месторождения Сангачалы — Дуванный-море — о. Булла (β)

Динамические модели геофизических параметров можно также интерпретировать в единицах подъема ВНК, учитывая график на рис. 2. При адекватности динамической модели УЭС, зная начальное состояние параметров залежи и расчетное время разработки, можно пред-

сказать изменение УЭС пласта в процессе эксплуатации залежи и проверить правильность модели.

Динамические модели геолого-геофизических параметров используются также для определения коэффициента вытеснения. Исходные равенства для оценки коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ через начальные и текущие значения коэффициентов нефте- и водонасыщенности имеют вид (без учета коэффициента охвата):

$$K_{\text{выт}} = \frac{K_n^n - K_n^t}{K_n^n} = \frac{K_v^t - K_v^n}{1 - K_v^n} \quad (10)$$

Анализ выражений (10) показал, что между $K_{\text{выт}}$ и K_n^n существует прямая гиперболическая зависимость, а между $K_{\text{выт}}$ и K_n^t — обратная линейная зависимость с фиксированной конечной координатой: $K_n^t=0$; $K_{\text{выт}}=1$. Соответственно между $K_{\text{выт}}$ и K_v^n существует обратная гиперболическая зависимость, а между $K_{\text{выт}}$ и K_v^t — прямая линейная зависимость с фиксированной конечной координатой: $K_v^t=1$; $K_{\text{выт}}=1$.

Область изменения $K_{\text{выт}}$ при наиболее приемлемых значениях начального K_n^n и текущего K_n^t коэффициентов водонасыщенности — при $0,6 < K_n^n < 0,9$, $0,1 < K_n^t < 0,4$ — составляет $0,3 < K_{\text{выт}} < 0,9$.

Модель $K_{\text{выт}}$ в безразмерном времени имеет вид:

$$K_{\text{выт}} = \frac{K_v \{1 - \exp[(1 - K_{\text{он}}) kt^*]\} (K_{\text{ов}} - K_{\text{он}} - 1)}{(1 - K_{\text{ов}}) \{1 - K_{\text{он}} + K_{\text{ов}} \exp[(1 - K_{\text{он}}) kt^*]\}} \quad (11)$$

При этом коэффициент пропорциональности k рассчитывается по зависимости (6) как наиболее часто встречающейся. В расчетах значение a принято равным 0,057 (при этом значении K_n при $t^*=1$ равно 0,75, а $K_{\text{он}}=0,25$). На рис. 4 показаны кривые изменения $K_{\text{выт}}$ при $a=0,057$ и различных значениях $K_{\text{ов}}$.

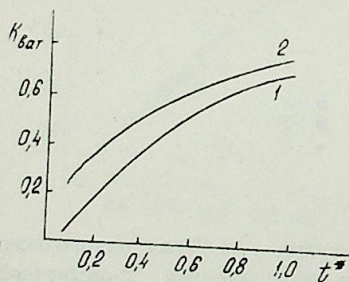


Рис. 4. Зависимость $K_{\text{выт}}$ от времени t^* при $K_{\text{ов}} 1-0, 20; 2-0,25$

Геофизические модели коэффициента вытеснения имеют вид:

$$K_{\text{выт}} = \frac{\sqrt[n]{\rho_{\text{вп}}} - \sqrt[n]{\rho_{\text{нп}}^t}}{\sqrt[n]{\rho_{\text{нп}}^t} (\sqrt[n]{\rho_{\text{нп}}^n} - 1)}, \quad (12)$$

где $\rho_{\text{вп}}$, $\rho_{\text{нп}}^t$ — параметр насыщения на начало разработки и текущее состояние;

или

$$K_{\text{выт}} = \frac{\sqrt[n]{\rho_{\text{вп}}} (\sqrt[n]{\rho_{\text{нп}}^n} - \sqrt[n]{\rho_{\text{нп}}^t})}{\sqrt[n]{\rho_{\text{нп}}^t} (\sqrt[n]{\rho_{\text{нп}}^n} - \sqrt[n]{\rho_{\text{вп}}})}, \quad (13)$$

где $\rho_{\text{вп}}$ — УЭС — водоносного пласта; $\rho_{\text{нп}}^n$, $\rho_{\text{нп}}^t$ — УЭС нефтеносного пласта, соответственно, на начало разработки и текущее состояние.

Рассмотренные динамические модели геолого-геофизических параметров обводняющихся скважин и пластов могут быть использованы при контроле за процессом разработки нефтяных залежей.

Литература

1. Зависимости между коллекторскими свойствами пород и оценочная классификация коллекторов калинской свиты Апшеронской нефтегазоносной области/Л. А. Буряковский, Б. М. Листенгартен, Л. В. Минзберг и др. — Геология нефти и газа, 1967, № 3, с. 37—40.
2. Опыт выделения нефтенасыщенных пластов по удельным электрическим сопротивлениям/Л. А. Буряковский, Н. М. Байрамалибеили, Е. А. Шахгельдиева и др.—АНХ, 1985, № 8, с. 13—16.
3. Буряковский Л. А., Лунина В. Н., Палатник Г. Г. Выделение нефти и водонасыщенных коллекторов по удельному электрическому сопротивлению. — Нефтегазовая геология и геофизика—М., ВНИИОЭНГ, 1977, № 9, с. 42—44.
4. Дементьев Л. Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии.— М.: Недра, 1983.—189 с.
5. Буряковский Л. А., Лунина В. Н. Использование уравнения типа логистического как модели обводнения нефтяных скважин и пластов. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1983, № 5, с. 90—95.
6. Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин/Б. Ю. Вендельштейн, В. М. Ильинский, Ю. А. Лимберг и др. — М.: Недра, 1984.—227 с.

Л. А. Буряковский, В. Н. Лунина

НЕФТ ГУЈУЛАРЫНЫН ВЭ ЛАЈЛАРЫНЫН СУЛАШМАСЫ ПРОСЕССИНИН КЕОЛОЖИ-КЕОФИЗИКИ ДИНАМИК МОДЕЛИ

Мәгаләдә нефт гујуларынын вә лајларынын сулашмасы просесинин кеоложи-кеофизики модели верилмишдир. Јатаглары ишләnmәси вә сыхышдырма әмсалынын гиж-мәтләндирилмәсинә нәзәрәт едилдикдә истифадә олуан нефтин су илә әвәз олунамасы заманы бирчинсли вә анизотроп коллекторда хүсуси електрик мугавимәтинин дәјиш-мәсинин динамик модели һесаблинмишдыр.

L. A. Buryakovski, V. N. Lunina

DYNAMICAL GEOLOGO-GEOPHYSICAL MODELS OF WATER ENCROACHMENT PROCESS IN OIL WELLS AND RESERVOIRS

The article suggests geological and geophysical models of a water encroachment process in oil wells and reservoirs. The authors calculate dynamical models of a specific electrical resistance change of a homogeneous and anisotropic reservoir rock while oil displacing by water. These models may be used to control the development and estimate displacement coefficient.

УДК 553.98.048

И. С. ДЖАФАРОВ, В. Л. КУЗЬМИНА-ГЕРАСИМОВА,
 Г. И. АСКЕРОВ

**УТОЧНЕНИЕ ОЦЕНОК ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
 ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ КРАЙКИНГА
 И МЕТОДА МОНТЕ-КАРЛО**

Цель данной статьи — обратить внимание специалистов, занимающихся подсчетом запасов нефти и газа, на два математических метода — крайгинг и Монте-Карло, — позволяющих оценивать средние по залежи значения петрофизических параметров (пористость, нефтегазонасыщенность, проницаемость и т. д.) с возможно меньшей ошибкой.

Обычная процедура подсчета запасов нефти и газа объемным методом состоит в перемножении средних по залежи расчетных параметров. Причем, среднее по залежи значение какого-либо параметра определяется как среднеарифметическое (или средневзвешенное по мощности слоя) значений либо керновых определений, либо геофизических (по одному из методов ГИС). Оценка среднего генеральной совокупности как среднеарифметическое выборочных значений имеет следующие недостатки: во-первых, она не учитывает пространственного расположения точек отбора проб (или замеров геофизических исследований) в пределах залежи и потому не всегда является несмещенной оценкой; во-вторых, нам не известна ошибка определения среднего.

Использование крайгинг-оценок позволяет избежать этих недостатков. Суть крайгинга, впервые изложенного Ж. Матероном [4] заключается в следующем.

Пусть имеется геологическое тело (геометрическое поле объема V), в результате исследования которого получено N проб, характеризующихся значениями параметра Z_1, Z_2, \dots, Z_N . Требуется, учитывая форму и размеры блока и расположение проб, найти наилучшую линейную оценку

$$Z^* = \sum_{j=1}^N P_j Z_j \quad (1)$$

среднего значения параметра Z в блоке. Необходимо найти такие весовые коэффициенты крайгинга P_j при которых: во-первых, обеспечивается несмещенность оценки (1), для чего должно выполняться

$$\sum_{j=1}^N P_j = 1; \quad (2)$$

во-вторых, обеспечивается минимальность дисперсии оценивания среднего

$$D(Z - Z^*) = \min \quad (3)$$

Согласно [4] дисперсия оценивания среднего в геометрическом поле V по N пробам определяется следующим образом:

$$D(Z - Z^*) = \sigma_z^2 - 2 \sum_{j=1}^N P_j \sigma_{zj} + \sum_{i,j=1}^N P_i P_j \sigma_{ij}, \quad (4)$$

где σ_z^2 — дисперсия среднего значения параметра Z в поле V ;
 σ_{zj} — ковариация среднего значения параметра Z и содержания в пробе Z_j ;
 σ_{ij} — ковариация значений параметра Z_i и Z_j в пробах.
 Величины σ_z^2 , σ_{zj} и σ_{ij} определяются по вариограмме, построенной на основе экспериментальных данных.

Вариограмма (структурная функция) показывает, как различаются значения некоторого параметра в зависимости от расстояния в заданном направлении или в заданной области пространства. В общем случае определение функции основывается на тройном интеграле, вычисляемом по всему объему месторождения:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2V} \iiint [Z(x+h) - Z(x)]^2 dV,$$

где h — вектор расстояния. На практике необходимо оценить этот интеграл по выборочным данным:

$$\gamma(\bar{h}) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i) - Z(x_i + \bar{h})]^2$$

Обычно для аппроксимации экспериментальных данных используют следующие модели вариограмм: линейная, экспоненциальная, де Вийса, сферическая [2, 4]. Условие минимума дисперсии (4) с учетом условия несмещенности (2) выполняется, если коэффициенты крайгинга P_j удовлетворяют системе $N+1$ уравнений с $N+1$ неизвестными:

$$\begin{cases} \sum_j P_j \sigma_{ij} + \mu = \sigma_{z_i}, i = 1, 2, \dots, N \\ \sum_j P_j = 1, \end{cases} \quad (5)$$

где μ — множитель Лагранжа.

Решение системы (5) позволяет найти неизвестные весовые коэффициенты крайгинга P_j используя которые можно по (1) и (4) определить соответственно наилучшую оценку среднего и дисперсию оценивания (дисперсию крайгинга).

По программе «Крайгинг», написанной для ЭВМ на языке «Бейсик» и разработанной в ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР, проводились вычисления крайгинг-оценок коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности, определенных по кернам и различным геофизическим методам: кажущемуся сопротивлению (КС), методу самопроцесным методом: кажущемуся сопротивлению (КС), методу самопроцесной поляризации (СП) гамма-каротажу (ГК) для V, VI, VI_{c+n}, VII и VIII горизонтов месторождения Бахар (Южно-Апшерон-

ская акваториальная зона). Полученные оценки сравнивались со среднеарифметическими значениями, определенными для соответствующих методов исследования параметра (табл. 1 и 2). Для оценки характера изменчивости параметров по экспериментальным данным использовались вариограммы сферического типа:

$$\begin{cases} \gamma(h) = C_0 + C \left(\frac{3h}{2a} - \frac{h^3}{2a^3} \right) & \text{при } h \leq a \\ \gamma(h) = C_0 + C & \text{при } h > a \\ \gamma(0) = 0, \end{cases}$$

где C_0 — эффект самородков; $C+C_0$ — порог; a — интервал влияния.

Пример оценки параметров вариограммы, рассчитанной для коэффициента пористости VII горизонта месторождения Бахар по данным ГК, приведен на рисунке. Полученная модель имеет следующие параметры: $C_0=0,19 \cdot 10^{-3}$; $C=0,89 \cdot 10^{-3}$; $a=9,1$.

Как видно из таблиц 1 и 2, в оценках средних по горизонту значений коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности имеются

Таблица 1

Оценка средних по горизонтам значений коэффициентов пористости, определенных по данным различных видов исследований для месторождения Бахар

Горизонт	Вид исследования							
	Керны		КС		СП		ГК	
	КР	АР	КР	АР	КР	АР	КР	АР
V	—	0,12	0,14	0,14	0,16	0,15	0,14	0,14
VI _в	0,18	0,17	0,15	0,15	0,17	0,17	0,15	0,15
VI _{с+н}	—	0,18	0,20	0,19	0,15	0,17	0,18	0,18
VII	0,19	0,17	0,16	0,15	0,15	0,16	0,15	0,16
VIII	0,20	0,18	0,19	0,19	0,18	0,17	0,19	0,18

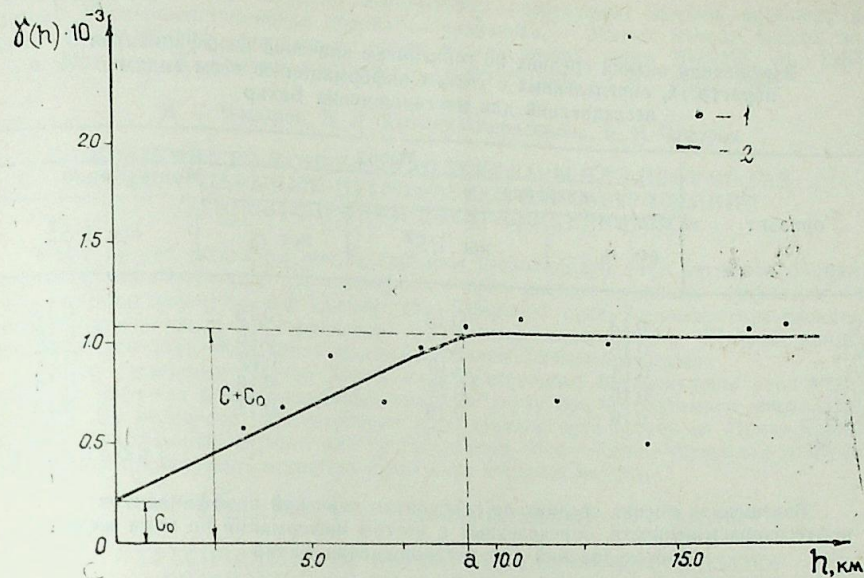
Примечание: КР — крайгинг-оценка; АР — среднеарифметическое.

Таблица 2

Оценка средних по горизонтам значений коэффициентов нефтегазонасыщенности, определенных по данным различных видов исследований для месторождения Бахар

Горизонт	Вид исследования			
	КС		ГК	
	КР	АР	КР	АР
V	—	—	0,75	0,76
VI _в	0,70	0,69	0,73	0,73
VI _{с+н}	0,75	0,74	0,76	0,75
VII	0,69	0,70	0,75	0,74
VIII	0,69	0,70	0,70	0,71

Примечание: КР — крайгинг-оценка; АР — среднеарифметическое.



Вариограмма коэффициента пористости, определенного по гамма-каротажу (VII горизонт — месторождение Бахар): 1 — вычисленные значения вариограммы; 2 — теоретическая вариограмма сферического типа

достаточно ощутимые расхождения, которые могут привести к значительным погрешностям при подсчете запасов нефти и газа. Было отмечено, что при большом объеме выборок значения средних арифметических и крайгинг-оценок оказывались равными.

Из статистической теории неравнозначной информации о какой-либо величине, то средневзвешенная оценка этой величины при объединении всей информации повышает точность ее определения. Весами могут служить как число измерений в отдельном источнике информации, так и точность отдельного источника информации.

Коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности оцениваются при подсчете запасов только по данным исследования кернов или только одного из методов ГИС. Для того чтобы повысить точность оценки этих параметров, необходимо найти средневзвешенные оценки по данным кернов и ГИС в комплексе.

В связи с этим вычислены средневзвешенные по количеству определений n_i и точности $1/S_i$ оценки для полученных видов исследований параметров, определенных для различных видов исследований (табл. 3 и 4). Кроме того, получены взвешенные оценки указанных параметров (с теми же весами) методом Монте-Карло. Как известно, метод Монте-Карло является одним из методов оценивания среднего; особенно эффективен при размытой, нечеткой информации и при недостатке информации [1].

При определении взвешенных оценок методом Монте-Карло используется интервально-вероятностное задание параметров. Вычисляется

Таблица 3

Взвешенная оценка средних по горизонтам значений коэффициентов пористости, определенных с учетом информации по всем видам исследований для месторождения Бахар

Горизонт	Метод			
	крайгинг		Монте-Карло	
	вес n_i	вес $1/S_i^2$	вес n_i	вес $1/S_i^2$
V	0,14	0,15	0,15	0,15
VI _в	0,16	0,17	0,16	0,16
VI _{с+н}	0,18	0,19	0,17	0,17
VII	0,16	0,16	0,16	0,16
VIII	0,19	0,19	0,17	0,19

Таблица 4

Взвешенная оценка средних по горизонтам значений коэффициентов нефтегазонасыщенности, определенных с учетом информации по всем видам исследований для месторождения Бахар

Горизонт	Метод			
	крайгинг		Монте-Карло	
	вес n_i	вес $1/S_i^2$	вес n_i	вес $1/S_i^2$
V	—	—	—	—
VI _в	0,72	0,71	0,72	0,72
VI _{с+н}	0,76	0,75	0,74	0,74
VII	0,73	0,72	0,75	0,73
VIII	0,70	0,69	0,71	0,71

ния производились по программе «Прогноз», разработанной в ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР.

Таким образом, исходя из вышесказанного, можно сделать следующие выводы:

1. Для получения наилучшей (в смысле минимальности дисперсии оценивания) несмещенной оценки средних по горизонтам значений петрофизических параметров возможно использование крайгинг-оценок.
2. Крайгинг позволяет получить также численное значение дисперсии оценивания.
3. При недостатке информации эффективен метод Монте-Карло, позволяющий определять оценку параметра в интервально-вероятностном виде.
4. Использование взвешенных оценок, полученных по данным различных видов исследований параметра, дает возможность учесть всю имеющуюся в распоряжении информацию об изучаемом параметре.

Литература

1. Буряковский Л. А., Джафаров И. С., Джеванишвир Р. Д. Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. — М.: Недра, 1982.
2. Давид М. Геостатистические методы при оценке запасов руд. — Л.: Недра, 1980.

3. Марголин А. М. Методы геометризации разведываемых запасов полезных ископаемых. Усовершенствованная процедура крайгинга. — Матем. методы исслед. в геологии: Обзор/ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ ВИЭМС. М., 1983.
4. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. — М.: Мир, 1968.

И. С. Чэфэров, В. Л. Кузмина-Керасимова, И. И. Эскэров

КРАЙКИНГ ВЭ МОНТЕ-КАРЛО ҮСУЛЛАРЫ ИЛЭ НЕФТ ВЭ ГАЗ ЖАТАГЛАРЫНЫН ПЕТРОФИЗИКИ ПАРАМЕТРЛЭРИНИН ГИЖМЭТЛЭРИНИН ДЭГИГЛЭШДИРИЛМЭСИ

Нефть вэ газ жатаглары еhtiжатларынын хесабланмасы үчүн истифаде олунап петрофизики параметрларин даha элверишли орта кестэричилэринин гижмэтини алмаг үчүн крайкинг үсулу тэклиф едилмишдир. Крайкинг үсулу, хэмчинин гижмэтлиндирилмэ дисперсиянын эдэди кестэричисини алмаг имканы вермишдир. ЕНМ-дэ крайкингин хесабланмасы үчүн «Крайкинг» програмы ишлэниб хазырланмишдир.

Бахар жатагынын (Чэнуб Хэзэр зонасы) мұхталиф горизонтлары үчүн мөсамэлидин вэ нефть-газ дойма эмсалынын крайкинг үсулу илэ хесабланмасы мисаллары кестэрилир. Бу гижмэتلэр параметрларин хесабланмыш орта хесаби вэ Монте-Карло үсулу илэ хесабланмыш гижмэتلэрлэ тутушдурулуp. Монте-Карло үсулундан мэ'лумат чатышмамасы халларында истифаде етмөк үчүн мөслөхөт көрүлүp.

I. S. Djafarov, V. L. Kuzmina-Gerasimova, G. I. Askerov

SPECIFICATION OF PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS EVALUATION OF OIL AND GAS RESERVOIRS ON THE BASIS OF KRIGING AND MONTE-KARLO METHOD

Use of kriging is suggested to get the best unchanged evaluation of average values of petrophysical characteristics of oil and gas reservoirs necessary for reserves estimation. Kriging allows also to get a numerical value of estimation variance. A computer program «Kriging» is developed for kriging realization.

The authors give examples of calculation of porosity and oil and gas saturation kriging estimates for different horizons of the Bakhar deposit (Southern-Caspian area). These estimates are compared both with arithmetical average parameters values, and the values obtained using the Monte-Carlo method, which is recommended to be applied under the lack of information.

Таблица 2

Результаты
выявления тектонических разрывов по профилям месторождения
Балаханы—Сабунчи—Раманы

Профиль А—А

№ скважин	2903—	2321—	1698—	1945—	31197—	2878—	2602—	2349—	820—	2590
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Свита										
Сураханская	Н	Н	Н	Н	Г	Н	Н	Н	Н	Н
Сабунчинская	Н	Н	Г	Н	Г	Г	Г	Г	Г	Н
Балаханская	—	Н	Н	Г	Г	Н	Г	Н	Н	Н
СП	—	Г	Д	Д	Г	Г	Г	Н	Н	Н
НКГ	—	Г	Г	—	—	Г	Н	Н	Н	Н
НКП	—	Г	Н	—	—	Г	Н	Н	Н	Н
КС	—	—	Н	—	—	Г	Н	Н	Н	Н

Профиль Д—Д

	2148—	2716—	2529—	2511—	2458—	1729—	1770—	2111—	1097—	2753
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Сабунчинская	Д	Г	Г	Н	Д	—	Г	Н	Н	Н
Балаханская	Д	Г	Г	Н	Г	Г	Г	Н	Н	Н
СП	Н	Н	Г	Г	Д	Д	Н	Н	Н	Н
НКГ	—	Н	Г	—	Г	Г	Н	Н	Н	Н
НКП	—	—	—	—	Г	Г	Н	Н	Н	Н

Профиль И—И

	1654—	854—	742—	993—	638—	969—	3011—	2066—	2338—	1276
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Сураханская	Н	Г	Н	Г	Г	Н	Н	Н	Н	Н
Сабунчинская	Н	Н	Г	Г	Г	Н	Н	Н	Г	Н
Балаханская	Н	Г	Г	Г	Г	Н	Н	Н	Н	Г
СП	Н	Н	Г	Г	Г	Г	Н	Н	Н	Н
НКГ	Н	Н	Г	Г	Г	Н	Н	Н	Н	Н
НКП	Н	Н	Г	Г	Г	Г	Н	Н	Н	Н
КС	Н	Н	Г	Г	Г	Н	Н	Н	Н	Н

Таблица 3

Значение
изменения градиента мощности по профилю И—И

Свита	№ интервалов								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сураханская	0,15	1,72	0,13	4,53	1,63	0,25	0,04	0,06	0,53
Сабунчинская	0,03	0,05	2,67	4,35	0,21	0,21	0,25	1,29	0,00
Балаханская	0,04	1,29	1,03	3,33	0,71	0,17	0,31	0,14	2,02
СП	0,08	0,07	3,48	2,56	1,66	1,37	0,00	0,00	0,00
НКГ	0,23	0,45	0,58	5,71	1,78	0,18	0,12	0,14	0,00
НКП	0,62	0,21	1,37	3,58	1,46	0,68	0,57	0,82	0,00
КС	0,10	0,11	1,62	5,16	1,45	0,18	0,24	0,22	0,00

Следует отметить, что предполагается наличие еще одного тектонического разрыва, который лишь отличается по критерию изменения выдержанности пластов верхов продуктивной толщи в интервале скважин 2602 и 2349.

Профиль И—И отражает геологический разрез Раманинского участка структуры.

Представленные скважины вскрыли на полную мощность продуктивную толщу, поэтому характер изменения мощностей свит ПТ между скважинами является основным информационным параметром, позволяющим выявить тектонические разрывы при отсутствии других геологических признаков. Согласно проведенным расчетам предполагается наличие дизъюнктивов, в интервалах скважин 854—742, 993—638, 638—969 и 969—3011. Из всех выявленных разрывов наиболее значительный в интервале скважин 993—638, который выявляется по всем горизонтам ПТ; градиент изменения мощности наиболее высокий и колеблется в пределах 3,37—5,5 (табл. 3).

Следующим по интенсивности разрывом, также выявленным по всем горизонтам ПТ (кроме сабунчинской свиты), является дизъюнктив между скважинами 638 и 969. Градиент изменения мощности колеблется в пределах 0,7—1,8. По интенсивности, т. е. по количеству пересекаемых горизонтов и градиенту изменения мощности, эти оба разрыва можно отнести к продольным разрывам, секущим поперечную ось складки и отмеченные на предыдущих профилях. В низах продук-

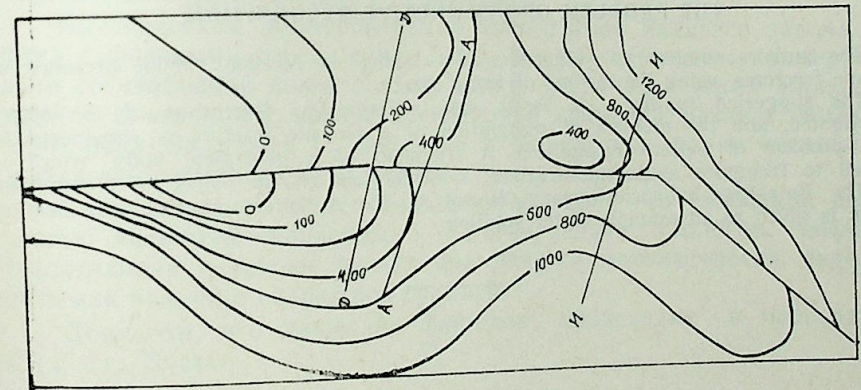


Рис. 2. Месторождение Балаханы—Сабунчи—Раманы. Структурная карта по кровле балаханской свиты

тивной толщи в интервале скважин 969 и 3011 также отмечается разрыв, который не проявляется в характере поведения мощностей выше-лежащих горизонтов. Кроме продольных разрывов и им сопутствующих, согласно алгоритму, пересекаются еще два параллельных разрыва в верхах продуктивной толщи. Первый, наименее интенсивный, между скважинами 854 и 742, второй в интервале скважин 742 и 993. Первый разрыв сечет верхи ПТ и гасится в балаханской свите, второй же отмечается и в свите «перерыва». Оба эти разрыва выявлены по признаку резкого изменения мощностей верхов продуктивной толщи и ин-

терперируются как поперечные нарушения, не имеющие продолжения на соседних, предыдущих профилях.

При совместном рассмотрении профилей следует отметить и изменение формы продольных тектонических разрывов. Если на Балаханском и Сабунчинском участках это явно выраженный грабен, то на Раманинском участке видны элементы перехода к взбросу, т. е. после каждого разрыва наблюдается воздымание подвижного крыла.

Литература

1. Заде Л. А. Размытые множества и их применение в распознавании образов и кластер-анализе. — В кн.: Классификация и кластер. М.: Мир, 1980, с. 208—248.

Л. А. Буряковски, И. С. Чэфаров, Ю. Г. Мустафаев

ДИЗЮНКТИВ ГЫРЫЛМАЛАРЫН АШКАРА ЧЫХАРЫЛМАСЫ МЭСЭЛЭСИНЭ ГЕЈРИ-ДЭГИГ СЭРҲЭДЛИ ЧОХЛУГ НЭЗЭРИЛЖЭСИНИН ТЭТБИГИ

Гејри-дэгиг сэрҲэдли чохлуг үсулундан истифадэ едэрэк, тектоник гырылмаларын варлыгынын тапылмасы үчүн һәлл алгоритми тәклиф олунмушдур.

Бу үсул тэдгигат объектларинин лингвистик тәсвиринэ асасланмышдыр. Тектоник гырылмаларын ашкара чыхарылмасы образларын дәрк олунмасы мәсәләси кими нәзәр-дән кечирилмишдир. Дәрк олунаң объект дедикдә, геоложи чисимларин, тектоник гырылмалары мүәјјән етмәк үчүн тэдгиг олунан һиссәси баша дүшүлүр.

Абшерон нефт-газ вилајәтинин Балаханы-Сабунчу-Раманы јатағы үчүн нүмунэ верилмишдир.

L. A. Buryakovsky, I. S. Djafarov, Yu. G. Mustafaev

APPLICATION OF THEORY OF FUZZY SETS TO THE PROBLEM OF DISJUNCTIVE RECOGNITION

The authors suggest an algorithm for taking a decision about presence of tectonic fractures, using the method of fuzzy sets.

The suggested approach is based on a linguistic description of the object investigated, and the problem of recognition of a tectonic fracture is considered to be a problem of pattern recognition. A fragment of a geological body, which is studied to recognize a tectonic fracture, is understood as an object of recognition.

The Balakhany-Sabunchi-Ramany deposit in the Apsheron oil and gas bearing region is given as an example of the solution.

УДК 519.63

М. А. РАСУЛОВ В. Г. МУСТАФАЕВА

ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ОДНОЙ НЕЛИНЕЙНОЙ ЗАДАЧИ С ПОДВИЖНОЙ ГРАНИЦЕЙ

1. Постановка задачи

С появлением мощных вычислительных машин растет уровень развития прикладной математики. Это развитие определяется исследованиями сложных задач, таких, как решение многомерных дифференциальных и интегральных уравнений. Уравнения, описывающие реальные физические процессы, зачастую оказываются сложными. Большинство практических задач сводится к решению нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных. Общие методы решения нелинейных уравнений, как аналитические, так и численные, намного сложнее методов решения нелинейных уравнений и плохо разработаны.

Повышенную сложность имеют задачи, в которых граница (или часть границы) области, где ищется решение, неизвестна и подлежит определению одновременно с решением.

Классическим примером задач такого типа является задача Стефана с фазовыми переходами [1, 2]. Другим известным примером задачи со свободной поверхностью является случай течения жидкости в канале с неровным дном и неизвестной границей раздела жидкость-атмосфера. Задача Н. Н. Веригина в теории фильтрации несмешивающихся жидкостей также относится к числу подобных.

Следует заметить, что большинство задач со свободной поверхностью являются нелинейными. Многие задачи геологии, геофизики, теплотехники и теории фильтрации удается математически моделировать как задачи с подвижной границей.

Допустим, что движение флюидов происходит в пространстве $R^2(x, t)$. Пусть

$$D\xi = \{0 \leq x \leq \xi(t), 0 \leq t \leq T\}$$

— область пространства R^2 , а $\xi(t)$ — неизвестная граница. Рассмотрим уравнение:

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \alpha \frac{\partial^2 \eta(u)}{\partial x^2} + \beta \frac{\partial \psi(u)}{\partial x} + \gamma \chi(u) \text{ в } D\xi \quad (1)$$

при следующих начальном и граничных условиях

$$u(x, 0) = u_0 \quad (2)$$

$$\alpha_1 \frac{\partial \varphi(u)}{\partial x} + \beta_1 \psi(u) |_{x=0} = u_1(t), \quad (3)$$

$$u_{x=\xi(t)} = u_0. \quad (4)$$

Здесь функции $\varphi(u)$, $\psi(u)$, $\chi(u)$ удовлетворяют определенным условиям см., напр., [5]). В этом случае уравнение (1) при $u > 0$ является параболическим, при $u = 0$ оно вырождается в уравнение первого порядка.

В данной задаче (1)–(4) неизвестными являются функции $u(x, t)$ и $\xi(t)$. Чтобы замкнуть систему, определения $\xi(t)$ из (4), получим дифференциальное уравнение:

$$\frac{d\xi}{dt} = - \left(\frac{\partial u}{\partial x} \right)^{-1} \left[\alpha \frac{\partial^2 \varphi(u)}{\partial x^2} + \beta \frac{\partial \psi(u)}{\partial x} \gamma \chi(u) \right]_{x=\xi(t)}. \quad (5)$$

Для однозначного нахождения $\xi(t)$ к (5) добавим начальное условие:

$$\xi(0) = 0. \quad (6)$$

Как и при решении других нелинейных уравнений, для приближенного решения задач со свободной поверхностью применяются различные методы, прежде всего метод сеток в вариационно-разностные методы. Иной класс численных методов решения задач со свободной границей связан с преобразованием задачи.

В данной работе для решения задачи (1)–(6) предложен переход к новым независимым переменным, способствующий спрямлению неизвестной части границы. При решении подобных задач вводится некая пространственная координата X^* и временная τ :

$$X^* = \frac{x}{\xi(t)}; \quad \tau = \int_0^t \frac{d\sigma}{\xi^2(\sigma)}. \quad (7)$$

В переменных X^* и τ задачи (1)–(4) и (5), (6) примут вид:

$$\frac{\partial u}{\partial \tau} - \frac{x^*}{\xi^2} \frac{d}{d\tau} \ln \xi = \alpha \frac{\partial^2 \varphi(u)}{\partial x^{*2}} + \beta \xi \frac{\partial \psi(u)}{\partial x^*} + \gamma \xi^2 \chi(u) \quad \text{в } D, \quad (8)$$

$$u(x^*, 0) = u_0, \quad (9)$$

$$\frac{\alpha}{\xi(\tau)} \frac{\partial \varphi(u)}{\partial x^*} + \beta \psi(u) |_{x^*=0} = u_1(\tau), \quad (10)$$

$$u(1, \tau) = u_0, \quad (11)$$

$$\frac{d\xi}{d\tau} = - \lim_{x^* \rightarrow 1} \left\{ \left(\frac{\partial u}{\partial x} \right)^{-1} \xi \left[\alpha \frac{\partial^2 \varphi(u)}{\partial x^{*2}} + \beta \xi \frac{\partial \psi(u)}{\partial x^*} \gamma \xi^2 \chi(u) \right] \right\}, \quad (12)$$

$$\xi(0) = 0, \quad (13)$$

где $D = \{0 \leq x^* \leq 1, \tau \geq 0\}$.

2. Задача определения полей концентрации газа в осадочном бассейне

Задача определения полей концентрации газа в развивающемся осадочном бассейне математически моделируется следующим образом (см., напр. [8]):

$$D - V \frac{\partial c}{\partial x} + K(x, t) = \frac{\partial c}{\partial t}, \quad (14)$$

$$c(x, 0) = c_0 = \text{const}, \quad (15)$$

$$D \frac{\partial c}{\partial x} - Vc = 0 \quad \text{при } x = 0, \quad (16)$$

$$c(x, t) |_{x=\xi(t)} = c_0, \quad (17)$$

где D — эффективный коэффициент диффузии ($\text{см}^2/\text{с}$); V — скорость конвективного переноса ($\text{см}/\text{с}$); K — коэффициент генерации газа ($\text{см}^3/\text{кг}_n$); c — равновесная концентрация газа ($\text{см}^3/\text{кг}_n$); x — пространственная координата (см); t — временная координата (с).

Для нахождения $c(x^*, \tau)$, $\xi(\tau)$ по аналогии с (8)–(13) имеем:

$$\frac{\partial c}{\partial \tau} - \left[\frac{x^*}{\xi^2} \frac{d}{d\tau} \ln \xi + V\xi \right] \frac{\partial c}{\partial x^*} = D \frac{\partial^2 c}{\partial x^{*2}} + \xi^2 K, \quad (18)$$

$$c(x^*, 0) = c_0, \quad (19)$$

$$\left(\frac{D}{\xi} \frac{\partial c}{\partial x^*} - Vc \right) \Big|_{x^*=0} = 0, \quad (20)$$

$$c(1, 0) = c_0, \quad (21)$$

$$\frac{d\xi}{d\tau} = - \lim_{x^* \rightarrow 1} \left[D\xi \frac{\partial}{\partial x^*} \left(\ln \frac{\partial c}{\partial x^*} \right) V\xi^2 + K\xi^3 \left(\frac{\partial c}{\partial x^*} \right)^{-1} \right], \quad (22)$$

$$\xi(0) = 0. \quad (23)$$

Следует отметить, что после преобразования (7) $0 \leq x^* \leq 1$, $\tau \in [0, T']$

где $T' = \int_0^T \frac{d\sigma}{\xi^2(\sigma)}$. Для задачи (18)–(23) можно записать обычную неявную схему на сетке:

$$\omega_{h\tau} = \{x_i^* = ih, i = \overline{0, N}; t_j = j\Delta\tau, j = \overline{0, 1, \dots} (h, \Delta\tau > 0)\}^1:$$

$$\frac{c_{i+1}^{j+1} - c_i^{j+1}}{\Delta\tau} - \left[\frac{x_{i+1}^*}{(\xi^j)^2} \frac{\xi^{j+1} - \xi^j}{\Delta\tau} + V\xi^j \right] \frac{c_{i+1}^{j+1} - c_i^{j+1}}{h} = \quad (24)$$

$$= D \frac{c_{i+1}^{j+1} - 2c_i^{j+1} + c_{i-1}^{j+1}}{h} + (\xi^j)^2 \cdot K, \quad i = \overline{1, N}$$

$$\frac{\xi^{j+1} - \xi^j}{\Delta\tau} = - \left\{ \frac{D\xi^j}{h} \left[\ln \frac{c_{i+1}^j - c_i^j}{h} - \ln \frac{c_i^j - c_{i-1}^j}{h} \right] \frac{K \cdot (\xi^j)^3 \cdot h}{c_i^j - c_{i-1}^j} - (\xi^j)^2 V \right\}, \quad (25)$$

$$c_i^0 = c_0, \quad (26)$$

$$\frac{D}{\xi^j} \left(\frac{c^{j+1} - c_0^{j+1}}{h} \right) - Vc_0^{j+1} = 0, \quad (27)$$

$$c_{N,0} = c_0, \quad (28)$$

$$\xi(0) = 0. \quad (29)$$

¹ Звездочку в (18)–(24) можно отбросить.

Решения системы уравнений (24)–(29) найдены обычным методом прогонки, и результаты расчета приведены на рис. 1.

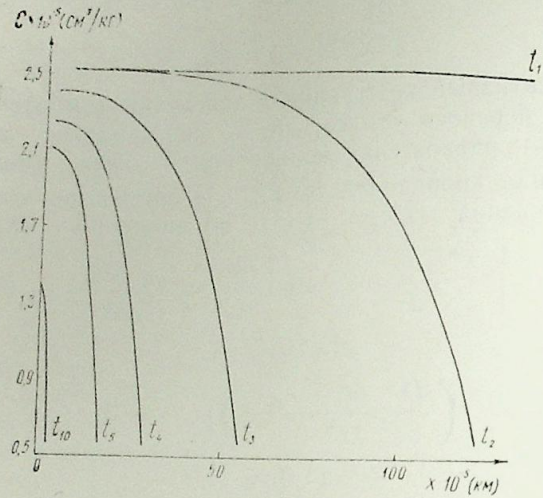


Рис. 1. Изменение концентрации газа $c(x, t)$ в зависимости от пространственной координаты x при различных временах t

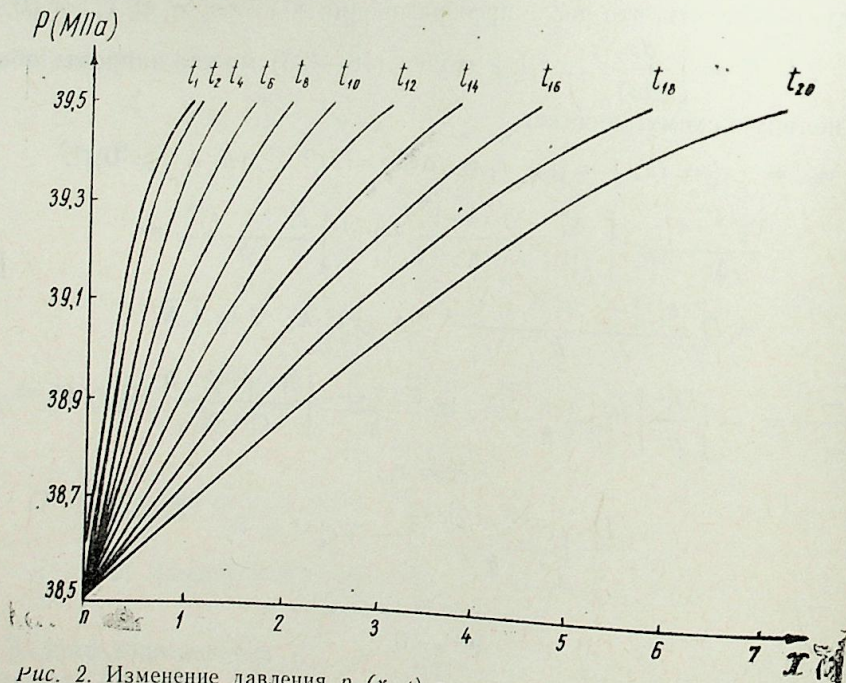


Рис. 2. Изменение давления $p(x, t)$ в зависимости от пространственной координаты x при различных временах t

3. Задача определения давления внутри возмущенной области

Отметим, что при $\alpha=1, \beta=\gamma=0, \varphi(u)=u^m (m=1,2), \beta_1=0, \alpha_1=1$ задача (1)–(4) встречается в теории фильтрации жидкости (или газа) при определении функции распределения давления и границы возмущенной воронки. Для простоты рассмотрим случай $m=1$ (для случая $m=2$ результат получается аналогично с небольшим изменением). Таким образом, исследуется следующая задача:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad \text{в } D; \quad (30)$$

$$p(x, 0) = p_0, \quad (31)$$

$$p(0, t) = p_c, \quad p(\xi(t), t) = p_0, \quad (32)$$

$$\frac{d\xi}{dt} = - \frac{\sigma}{\partial x} \left(\ln \frac{\partial p}{\partial x} \right) \Big|_{x=\xi(t)}, \quad (33)$$

$$\xi(0) = 0. \quad (34)$$

В новых координатах x^*, τ задача (30)–(33) будет выглядеть:

$$\frac{\partial p}{\partial \tau} - \frac{x^*}{\xi^2} \frac{d}{d\tau} \ln \xi = \frac{\partial^2 p}{\partial x^{*2}}, \quad (35)$$

$$p(x^*, 0) = p_0, \quad (36)$$

$$p(0, \tau) = p_0(\tau), \quad p(1, \tau) = p_0, \quad (37)$$

$$\frac{d \ln \xi}{d\tau} = - \frac{\partial}{\partial x^*} \left(\ln \frac{\partial p}{\partial x} \right) \Big|_{x^*=1}, \quad (38)$$

$$\xi(0) = 0. \quad (39)$$

Аналогично тому, как это проделано в п. 2 на сетке $\phi_{n\tau}$, выписаны разностные схемы для задачи (35)–(39) и решены методом прогонки. Расчеты проведены на ЭВМ и приведены на рис. 2.

Литература

1. Рубинштейн Л. И. Проблема Стефана. — Рига: Звайгзне, 1967. — 443 с.
2. Вабишевич П. Н. Численные методы решения задач со свободной границей. — М.: Изд. МГУ, 1987. — 164 с.
3. Калашников А. С. О характере распространения возмущений в процессах, описываемых квазилинейными вырождающимися параболическими уравнениями. — В кн.: Труды семинара им. И. Г. Петровского. Изд. МГУ, 1975, вып. 1, с. 136–144.
4. Кершнер Р. О некоторых свойствах обобщенных решений квазилинейных вырождающихся параболических уравнений. — Acta Mathematica Academiae Scientiarum Hungaricae, tomus 32 (3–4), 1978, p. 301–330.
5. Расулов М. А. Численный метод решения одного уравнения параболического типа с вырождением. — ДУ, 1982, т. 18, № 8, с. 1418–1427.
6. Тихомирова Е. И. О решении некоторых нелинейных эволюционных уравнений с вырождением на границе. — ЖВМ и МФ, 1983, т. 23, № 5, с. 1110–1114.
7. Абрашин В. Н. Разностные схемы для параболических уравнений с нелинейным вырождением. I.—ДУ, 1976, т. 12, № 8, с. 1470–1484.

М. Э. Рәсулов, В. Г. Мустафајева

НЭРЭКЭТ ЕДЭН СЭРЬЭДЛИ ГЕЈРИ-ХЭТТИ БИР МЭСЭЛЭНИН ЭДЭДИ НЭЛЛИ

Мәгаләдә бир һиссәси намә'лум олан областда верилмиш вә гәрарлашмамыш ахыны ифадә едән чырлашан гејри-хәтти икинчи тәртиб тәпдик үчүн јени дәјишәниләр дахил едилмишдир ки, бу дәјишәниләрн көмәји илә верилмиш област дүзбучағлы областа чеврилр. Бу методун әсасында кеофизикада вә мајеләрни мөсамәли мүһитдә сүзүлмә процессләриндә мејдана чыхан ики мөсәлә һәлл олунмушдур.

M. A. Rasulov, V. G. Mustafaeva

NUMERICAL SOLUTION OF ONE NONLINEAR PROBLEM WITH A MOBILE BOUNDARY

The article suggests a transition to the new independent variables, straightening an unknown boundary, for a second order degenerative equation describing non-stationary fluid filtration in the area with a partially unknown boundary.

As an example the authors solve a problem of the determination of fields of gas concentration in a sedimentary basin being developed and a problem of simultaneous determination of pressure distribution functions and lines of a disturbing front.

The calculations are carried out by a computer.

АЗЭРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХЭБЭРЛЭРИ
Јер елмләри серијасы, 1988, № 2

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
Серия наук о Земле, 1988, № 2

УДК 550.343.4

Р. М. ГАДЖИЕВ, И. С. ГУЛИЕВ, Ф. А. КАДИРОВ,
А. Г. КАДЫРОВ, Р. А. РАСУЛОВ

ВОЛНОВЫЕ ДВИЖЕНИЯ В ОСАДОЧНО-ПОРОДНЫХ БАССЕЙНАХ С ИНВЕРСИЕЙ ПЛОТНОСТИ

В эволюции осадочно-породовых бассейнов, на определенных стадиях изменения осадочных пород в основном среднего катагенеза происходит резкая потеря легколетучих элементов в виде флюидов (газов, нефти, воды), приводящая к изменению физических свойств пород. Этот процесс связан с интенсивной генерацией газов и нефти, дегидратацией глин с выделением свободной воды, обладающей аномальными свойствами.

Выделение значительной массы флюидов приводит к разуплотнению глинистых пород, вследствие образования гидроразрывов, замещению воды нефтью или газом. Разуплотнение и псевдосжижение глинистых пород вызывает обстановку инверсии плотности и механической неустойчивости системы напластований. Такие системы с обратным распределением плотности по глубине имеют широкое распространение [1]. Существует также предположение об инверсии плотности в гранитобазальтовом слое земной коры, в литосфере и астеносфере [2—4].

Гравитационная неустойчивость таких структур обуславливает развитие волнистости границ разделов, которая постепенно превращается в систему куполов или диапиров, верхняя часть которых растекается в стороны. Последнее ярче всего наблюдается в областях развития солянокупольной тектоники. В конечном счете образуется устойчивое расслоение с нормальным распределением плотности [5, 6]. Выявлению геологической природы диапировых складок Азербайджана посвящены труды А. А. Якубова, С. М. Апрезова, В. Е. Хаина, И. П. Жабрева, М. Г. Агабекова, Б. В. Григорянца, С. Г. Салаева [7—11].

Однако не исключена возможность того, что при малых отклонениях границ раздела в случае инверсии плотности в целом система остается устойчивой: изменяется только форма границ раздела в поверхности Земли.

В настоящей работе исследуется гравитационная устойчивость слоев осадочных пород для случая, когда слой с меньшей плотностью и вязкостью залегает между слоями, имеющими большую плотность и вязкость.

Примером таких геологических объектов могут служить разрезы осадочных пород Гобустана, Апшеронского и Таманского полуостровов. Необходимым условием развития внутренних волн является небольшой наклон слоев. В дальнейшем благодаря существованию разности плотностей в слоях возникает неустойчивость Кельвина—Гельм-

гольца. Суммарный эффект на границе слоев от сил трения и всплытия выражается в виде волнового возмущения.

Исходя из такой схемы нарушения устойчивости определено такое возмущение границ неоднородностей и свободной поверхности Земли, при котором система слоев с инверсией плотности для определенного геологического разреза будет находиться в устойчивом состоянии.

Пусть под первым слоем толщиной h , плотностью ρ_1 и динамической вязкостью η_1 лежит второй слой толщиной H , плотностью ρ_2 и динамической вязкостью $\eta_2 < \eta_1$.

Расположим начало координатной системы xOz на границе раздела слоев, а ось z направим вертикально вверх. Предполагая, что течение и образование возмущений происходит очень медленно, будем считать вещество, заполняющее эти слои высоковязкими жидкостями. Подстилающую слой H среду считаем жесткой.

Пусть на границе раздела слоев и на поверхности возникают волновые возмущения:

$$\xi_1(x, t) = \xi_1^0 e^{i(kx - \omega t)} \quad (1)$$

$$\xi_2(x, t) = \xi_2^0 e^{i(kx - \omega t)}, \quad (2)$$

где ξ_1^0, ξ_2^0 — амплитуда возмущений свободной поверхности и границы раздела соответственно; $k = \frac{2\pi}{\lambda}$ — волновое число; $\omega = \frac{2\pi}{T}$ — циклическая частота.

Уравнения движения вязкой несжимаемой и несмешивающейся жидкости описываются уравнениями:

$$\frac{\partial V_{xn}}{\partial t} = \nu_n \left(\frac{\partial^2 V_{xn}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V_{xn}}{\partial z^2} \right) - \frac{1}{\rho_n} \frac{\partial P_n}{\partial x} \quad (3)$$

$$\frac{\partial V_{zn}}{\partial t} = \nu_n \left(\frac{\partial^2 V_{zn}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V_{zn}}{\partial z^2} \right) - \frac{1}{\rho_n} \frac{\partial P_n}{\partial z} - g \quad (4)$$

$$\frac{\partial V_{zn}}{\partial x} + \frac{\partial V_{zn}}{\partial z} = 0, \quad (5)$$

где $n=1,2$ номера верхнего и нижнего слоев [13].

Сформулируем граничные условия на свободной поверхности, на границе раздела и на нижней границе.

На свободной поверхности первого слоя при $z=h+\xi_1$ нормальные и тангенциальные силы равны нулю:

$$-P_1 + 2\eta_1 \frac{\partial V_{z1}}{\partial z} = 0 \quad (6) \quad \frac{\partial V_{x1}}{\partial z} + \frac{\partial V_{z1}}{\partial x} = 0; \quad (7)$$

на нижней границе при $z=-H$ вертикальные и горизонтальные сопоставляющие скорости равны нулю:

$$V_{x2} = 0 \quad (8) \quad V_{z2} = 0 \quad (9)$$

На границе раздела слоев, при $z=\xi_2(x,t)$ компоненты скорости обеих жидкостей и тангенциальные напряжения равны:

$$V_{x1} = V_{x2} \quad (10) \quad V_{z1} = V_{z2} \quad (11)$$

$$\eta_1 \left(\frac{\partial V_{x1}}{\partial z} - \frac{\partial V_{z1}}{\partial x} \right) = \eta_2 \left(\frac{\partial V_{x2}}{\partial z} + \frac{\partial V_{z2}}{\partial x} \right) \quad (12)$$

На границе раздела должно выполняться условие равенства разности нормальных сил, приложенных к поверхности раздела, и силы плавучести:

$$(\rho_1 - \rho_2) g \xi_2(x, t) = P_2 - P_1 + 2\eta_1 \frac{\partial V_{z1}}{\partial z} - 2\eta_2 \frac{\partial V_{z2}}{\partial z} \quad (13)$$

Помимо граничных условий на свободной поверхности и на границе раздела выполняются кинематические условия:

$$\frac{d\xi_1}{dt} = V_{z1}(x, h, t) \quad (14) \quad \frac{d\xi_2}{dt} = V_{z2}(x, 0, t) \quad (15)$$

Для решение поставленной задачи перейдем к функциям тока в виде:

$$\psi_n = \psi_{on}(z) e^{i(kx - \omega t)} \quad (16)$$

Компоненты скоростей будут:

$$V_{xn} = \frac{\partial \psi_n}{\partial z} \quad (17) \quad V_{zn} = - \frac{\partial \psi_n}{\partial x} \quad (18)$$

Дифференцируя по z уравнение (3) и по x уравнение (4) и вычитывая полученные выражения друг из друга исключает давление. Окончательно для определения ψ_{on} получим:

$$\psi_{on}^{IV}(z) + \left(\frac{i\omega}{\nu_n} - 2k^2 \right) \psi_{on}^{II}(z) + k^2 \left(k^2 - \frac{i\omega}{\nu_n} \right) \psi_{on}(z) = 0, \quad (19)$$

общее решение которого имеет вид:

$$\psi_{on}(z) = A_n e^{kz} + B_n e^{-kz} + C_n e^{m_n z} + D_n e^{-m_n z}, \quad (20)$$

$$\text{где } m_n = \sqrt{k^2 - \frac{i\omega}{\nu_n}}.$$

При наличии волновых движений в слоях полное давление можно представить в виде:

$$P_n = \varphi_{on}(z) e^{i(kx - \omega t)} - \rho_n g z + P_{on} \quad (21)$$

Полагая, что на границе раздела при отсутствии возмущения имеет место $\varphi_{o1} = 0$ и $\varphi_{o2} = 0$, находим $P_{o1} = P_{o2} = \rho_1 g h$. Подставляя (18) с учетом (20) и (21) в (4), определяем φ_{on} . После чего для определения P_n находим:

$$P_n = \rho_n \omega (A_n e^{kz} - B_n e^{-kz}) e^{i(kx - \omega t)} - \rho_n g z + \rho_1 g h \quad (22)$$

Используя граничные условия (6) — (13) для определения коэффициентов интегрирования, получаем следующую систему уравнений:

$$k(A_2 e^{-kH} - B_2 e^{kH}) + m_2(C_2 e^{-m_2 H} - D_2 e^{m_2 H}) = 0 \quad (23)$$

$$A_2 e^{-kH} + B_2 e^{kH} + C_2 e^{-m_2 H} + D_2 e^{m_2 H} = 0 \quad (24)$$

$$(\rho_1 \omega + 2ik^2 \eta_1) \cdot (A_1 e^{kh} - B_1 e^{-kh}) + 2ikm_1 \eta_1 (C_1 e^{m_1 h} - D_1 e^{-m_1 h}) = \rho_1 g \xi_1^0 \quad (25)$$

$$2k^2 (A_1 e^{kh} + B_1 e^{-kh}) + (m_1^2 + k^2) (C_1 e^{m_1 h} + D_1 e^{-m_1 h}) - 0 \quad (26)$$

$$k(A_1 - B_1) + m_1(C_1 - D_1) = k(A_2 - B_2) + m_2(C_2 - D_2) \quad (27)$$

$$A_1 + B_1 + C_1 + D_1 = A_2 + B_2 + C_2 + D_2 \quad (28)$$

$$2k^2 (A_1 + B_1) + (k^2 + m_1^2) (C_1 + D_1) =$$

$$= \frac{\eta_2}{\eta_1} [2k^2 (A_2 + B_2) + (k^2 + m_2^2) (C_2 + D_2)] \quad (29)$$

$$(\rho_1 - \rho_2) g \xi_2^0 = (A_2 - B_2) (\rho_2 \omega + 2ik^2 \eta_2) - (A_1 - B_1) (\rho_1 \omega + 2ik^2 \eta_1) + 2ik [m_2 \eta_2 (C_2 - D_2) - m_1 \eta_1 (C_1 - D_1)] \quad (30)$$

Подставляя в (14), (15) выражения (1), (2), (18) для определения ω и k получаем следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} \xi_1^0 F_1 + \xi_2^0 \varepsilon_1 = 0 \\ \xi_1^0 F_2 + \xi_2^0 \varepsilon_2 = 0, \end{cases} \quad (31)$$

$$\quad (32)$$

$$\text{где } R_0 = \rho_1 \omega + 2ik^2 \eta_1; \quad R_1 = \frac{k^2 + m_1^2}{2k^2}; \quad R_2 = \frac{2ikm_1 \eta_2}{R_0};$$

$$\alpha = kh; \quad \beta = kH; \quad \gamma = m_1 h; \quad \tau = m_2 H; \quad \mu = \eta_2 / \eta_1;$$

$$R_3 = \frac{k^2 + m_2^2}{2k^2}; \quad R_4 = 1 - (R_1 \text{ch} \gamma + R_2 \text{sh} \gamma);$$

$$\Delta_1 = e^{-\alpha} (m_2 \text{ch} \beta - k \text{sh} \beta); \quad \Delta_2 = e^{-\alpha} (m_2 \text{ch} \beta + k \text{sh} \beta);$$

$$\Delta_3 = e^{-\alpha} \left(\frac{m_2}{k} \text{sh} \beta - \text{ch} \beta \right); \quad \Delta_4 = e^{-\alpha} \left(\frac{m_2}{k} \text{sh} \beta + \text{ch} \beta \right);$$

$$\Delta_5 = e^{\tau} (R_1 \text{sh} \alpha - R_2 \text{ch} \alpha); \quad \Delta_6 = e^{\tau} (R_1 \text{ch} \alpha - R_2 \text{sh} \alpha);$$

$$\Delta_7 = e^{-\tau} (R_1 \text{ch} \alpha + R_2 \text{sh} \alpha);$$

$$\Delta_8 = \Delta_3 - 1 + \frac{(\Delta_6 - 1) (R_3 + \Delta_3) \mu}{R_1 - \Delta_6};$$

$$\Delta_9 = 1 - \Delta_4 + \frac{(\Delta_6 - 1) (R_3 - \Delta_4) \mu}{R_1 - \Delta_6};$$

$$\Delta_{10} = 2 [R_1 (m_1 + R_1) (\text{ch} \alpha \text{ch} \gamma - 1) - (m_1 R_2 - R_1^2) \text{sh} \alpha \text{sh} \gamma];$$

$$\Delta_{11} = (\Delta_2 - m_2) (R_1 - \Delta_6) + (R_3 - \Delta_4) (\Delta_5 + m_1) \mu + \frac{\Delta_9 \cdot \Delta_{10}}{(\Delta_7 - \Delta_6) (1 - R_1)};$$

$$\Delta_{12} = [(\Delta_1 - m_2) (R_1 - \Delta_6) - (R_3 + \Delta_3) (\Delta_5 + m_1) \mu - \frac{\Delta_8 \cdot \Delta_{10}}{(\Delta_7 - \Delta_6) (1 - R_1)}] / \Delta_{11};$$

$$\Delta_{13} = [k(R_1 - \Delta_6) \text{ch} \alpha + \text{sh} \alpha (\Delta_5 + m_1 - \frac{\Delta_8}{(\Delta_7 - \Delta_6)^2 \cdot (R_1 - \Delta_6) (1 - R_1)})] / R_0 \Delta_{11};$$

$$\Delta_{14} = 4 [R_1 R_2 (1 - \text{ch} \alpha \text{ch} \gamma) + (R_1^2 + R_2^2) \text{sh} \alpha \text{sh} \gamma];$$

$$\Delta_{15} = 2ikm_2 \eta_2 - (\rho_1 \omega + 2ik^2 \eta_2) \frac{\Delta_2}{k} - R_0 (R_2 + \Delta_5) \frac{(R_3 - \Delta_4) \mu}{(R_1 - \Delta_6)} + \frac{\Delta_9 \cdot \Delta_{14}}{R_0 (\Delta_7 - \Delta_6) (1 - R_1) (R_1 - \Delta_6)};$$

$$\Delta_{16} = \Delta_{12} \cdot \Delta_{15} - 2ikm_2 \eta_2 + (\rho_2 \omega + 2ik^2 \eta_2) \frac{\Delta_1}{k} - R_0 (R_2 + \Delta_5) \frac{(R_3 + \Delta_3) \mu}{(R_1 - \Delta_6)} + \frac{\Delta_8 \cdot \Delta_{14}}{R_0 (\Delta_7 - \Delta_6) (1 - R_1) (R_1 - \Delta_6)};$$

$$\Delta_{17} = \text{ch} \alpha + \frac{\text{sh} \alpha}{(R_1 - \Delta_6)} \cdot \left[R_2 + \Delta_5 + \frac{\Delta_{14}}{R_0^2 (R_1 - \Delta_6) (\Delta_7 - \Delta_6)} \right] + \Delta_{15} \cdot \Delta_{13};$$

$$F_1 = \frac{\rho_1 g R_4}{(R_1 - \Delta_6)} \cdot \left\{ \left(\frac{\Delta_{17} \cdot \Delta_{12}}{\Delta_{16}} - \Delta_{13} \right) \cdot \left[\frac{\Delta_9}{1 - R_1} + (R_3 - \Delta_4) \mu \right] + \frac{\Delta_{17}}{\Delta_{16}} \cdot \left[\frac{\Delta_8}{1 - R_1} + (R_3 + \Delta_3) \mu \right] + \frac{\text{sh} \alpha}{R_0} \left(1 - \frac{1}{R_1 - \Delta_6} \right) \right\} - \frac{\omega}{k};$$

$$\varepsilon_1 = \frac{(\rho_1 - \rho_2) g}{\Delta_{16} R_4 (R_1 - \Delta_6)} \cdot \left[(R_3 + \Delta_4) (\Delta_{12} + 1) \mu - \frac{1}{1 - R_1} \cdot (\Delta_{12} \cdot \Delta_9 + \Delta_8) \right];$$

$$F_2 = \rho_1 g [\Delta_{17} (1 + \Delta_3) + \left(\frac{\Delta_{17}}{\Delta_{16}} \cdot \Delta_{12} - \Delta_{13} \right) (1 - \Delta_4)];$$

$$\varepsilon_2 = \frac{(\rho_1 - \rho_2) g}{\Delta_{16}} \cdot [\Delta_{12} (1 - \Delta_4) + 1 + \Delta_3] - \frac{\omega}{k}$$

Отделяя действительную и мнимую части в уравнениях (31) и (32) и придавая неизвестным ξ_1^0 / ξ_2^0 возможные числовые значения, получим нормальную систему трансцендентных уравнений относительно k и ω . Для решения полученной системы уравнений был применен метод линейной аппроксимации [14]. Результаты вычислений на ЭВМ ЕС-1035 приводятся в табл. 1. При вычислениях пределы изменения мощности слоев с инверсией плотности и перекрывающего слоя были взяты в пределах от 1 до 7 км. Значения разности плотностей изменялись в пределах от 0,1 до 0,4 г/см³. Вязкость менее плотного слоя майкопской глины в зависимости от влажности бралась в интервале 10⁸—10¹⁵ П, отношение вязкостей от 5 до 100.

Полученные данные показывают, что периоды возмущений границ изменяются в интервалах от 3 тыс. лет до 30 млн. лет, а длины волн от 20 до 100 км. При этом, как следует из полученных решений, отношения возмущения границ ξ_1^0 / ξ_2^0 изменяются от 0 до 0,76.

Сравнение полученных длин волн с размерами кайнозойских антиклиналей Гобустана, где имеется инверсия плотности, и расстояния ми между ними показывает на сопоставимость этих размеров. Этот

WAVE MOTIONS IN SEDIMENTARY-ROCKY BASINS WITH
DENSITY INVERSION

This article is concerned with wave motions of sedimentary layers which occur when density inversion is taking place. Layers motions are described by equations Navier—Stokes and floating force is taken into account when making boundary conditions on layers boundaries. For determining wave-number and cycle frequency a system of transcendental equations is obtained and is solved numerically.

Comparison of interval waves parameters, which occur in sedimentary rocks of Gobustan, with real data of anticlinal folds sizes points out their compatibility.

УДК 550.343.

Т. К. РАМАЗАНОВ, Р. А. РАСУЛОВ

ВЗАИМОСВЯЗЬ ПАРАМЕТРОВ ВНУТРЕННИХ ВОЛН
В ДВУХСЛОЙНОЙ МОДЕЛИ ВЕРХНЕЙ МАНТИИ

Частично расплавленные породы верхней мантии обладают специфическими свойствами, меняющимися на разных уровнях напряжений и температуры. При длительном действии тектонических напряжений они описываются реологическими уравнениями состояния для вязкой жидкости [1].

В [3, 4] показано, что при взаимодействии упругой литосферы с вязкой астеносферой могут возникать волны тектонического напряжения, которые являются одной из главных причин миграции сейсмоактивности.

Одна из проблем теории движения стратифицированной мантии состоит в выяснении механизма волнового взаимодействия слоев разной плотности, с учетом влияния коэффициента поверхностного натяжения на границе раздела.

В работе [2] была высказана идея о том, что в слоях верхней мантии при наличии горизонтального потока генерируются внутренние волны—волны Гельмгольца, которые и принимаются как одна из возможных причин волновых движений поверхности Земли.

Авторы [5] показали, что сила поверхностного натяжения заметно изменяет параметры волновых возмущений. Поэтому в настоящей работе исследуется роль силы поверхностного натяжения при генерации волновых возмущений в слоях верхней мантии.

Рассматриваем плоское неинерционное движение высоковязкой жидкости, состоящей из двух слоев различных (но постоянных в пределах каждого) плотностей. Область движения в плоскости (x, z) в каждый момент времени t состоит из двух частей, общей границей для которых $\xi_2(t)$ служат отклонения от начального положения, а верхняя граница $\xi_1(t)$ свободна.

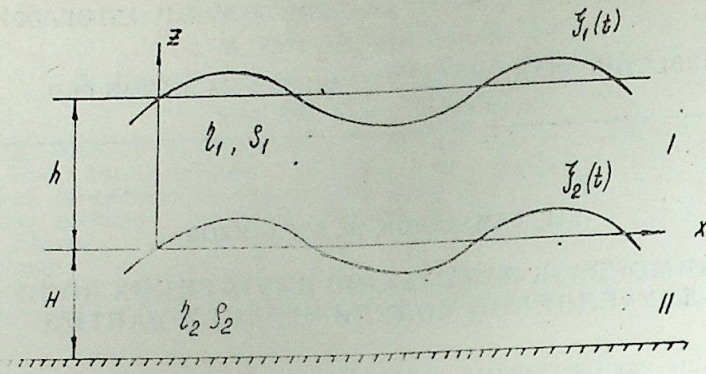
Снизу жидкость ограничена жестким дном, совпадающим с прямой $z = -H$ (рисунок).

Основные системы уравнений течения несжимаемой линейной-вязкой жидкости при пренебрежении инерционных сил имеют вид:

$$\frac{\partial P_i}{\partial x} = \eta_i \left(\frac{\partial^2 V_{xi}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V_{xi}}{\partial z^2} \right),$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial z} = \eta_i \left(\frac{\partial^2 V_{zi}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V_{zi}}{\partial z^2} \right) - g\rho_i, \quad (1)$$

$$\frac{\partial V_{zi}}{\partial z} + \frac{\partial V_{xi}}{\partial x} = 0 \quad (i=1,2) \quad (2)$$



Схематическое изображение внутренних волн в двухслойной модели верхней мантии

Здесь P_1 — динамическое давление; v_{x1}, v_{z1} — компоненты скорости частиц g — ускорение свободного падения ρ_1, η_1 h и H — соответственно плотность, вязкость, мощность для первого и второго слоев.

Сформулируем граничные условия на свободной поверхности, на границе раздела и на нижней границе.

На свободной поверхности первого слоя нормальное и тангенциальное напряжение при $z=h+\xi_1(x,t)$ равны нулю.

$$-P_1 + 2\eta_1 \frac{\partial v_{z1}}{\partial z} = 0, \quad (3)$$

$$\frac{\partial v_{x1}}{\partial z} + \frac{\partial v_{z1}}{\partial x} = 0.$$

Пусть нижняя граница второго слоя жесткая, т. е. при $z=-H$

$$v_{x2} = 0, \quad v_{z2} = 0 \quad (4)$$

На границе раздела при $z=\xi_2(x,t)$ компоненты скорости должны быть непрерывны

$$v_{x1} = v_{x2}, \quad v_{z1} = v_{z2}, \quad (5)$$

а также должны выполняться условия равенства касательных и нормальных напряжений с учетом сил поверхностного натяжения:

$$\eta_1 \left(\frac{\partial v_{x1}}{\partial z} + \frac{\partial v_{z1}}{\partial x} \right) = \eta_2 \left(\frac{\partial v_{x2}}{\partial z} + \frac{\partial v_{z2}}{\partial x} \right),$$

$$(\rho_2 - \rho_1)g\xi_2(x,t) = p_2 - p_1 - \varepsilon \frac{\partial^2 \xi_2}{\partial x^2} + 2\eta_1 \frac{\partial v_{z1}}{\partial z} - 2\eta_2 \frac{\partial v_{z2}}{\partial z}. \quad (6)$$

Помимо граничных условий на свободной поверхности и на границе раздела выполняются кинематические условия:

$$\begin{aligned} \frac{d\xi_1}{dt} &= v_{z1}(x, z, t) & z &= h + \xi_1 \\ \frac{d\xi_2}{dt} &= v_{z2}(x, z, t) & z &= \xi_2 \end{aligned} \quad (7)$$

Перейдем к функциям тока:

$$v_{x1} = \frac{\partial \psi_1}{\partial z}; \quad v_{z1} = -\frac{\partial \psi_1}{\partial x}, \quad (i=1,2). \quad (8)$$

Дифференцируя первое уравнение (1) по z и второе уравнение x и вычитая полученные выражения друг из друга, имеем:

$$\eta_i \left(\frac{\partial^3 v_{x1}}{\partial x^2 \partial z} + \frac{\partial^3 v_{x1}}{\partial z^3} - \frac{\partial^2 v_{z1}}{\partial x^3} - \frac{\partial^3 v_{z1}}{\partial z^2 \partial x} \right) = 0 \quad (i=1,2) \quad (9)$$

Будем искать решение задачи (1)–(6) в виде гармонической волны:

$$\psi_i = \psi_{oi}(z) e^{i(kx - \omega t)}.$$

После постановки (8) в (9) с учетом предыдущего выражения, получим:

$$\frac{d^4 \psi_{oi}(z)}{dz^4} - 2k^2 \frac{d^2 \psi_{oi}(z)}{dz^2} + k^4 \psi_{oi}(z) = 0. \quad (10)$$

Отсюда:

$$\psi_{oi}(z) = \frac{\omega}{k^2} [A_i e^{kz} + B_i e^{-kz} + C_i k z e^{kz} + D_i k z e^{-kz}], \quad (11)$$

где A_i, C_i, D_i — постоянные интегрирования.

Определим давление в слоях. При наличии волновых движений в слоях полное давление также представим в виде:

$$p_i = S_{oi}(z) e^{i(kx - \omega t)} - \rho_i g z + p_{oi}, \quad (i=1,2) \quad (12)$$

Полагая, что на границе раздела ($z=0$) при отсутствии возмущения $S_{o1}(z) = S_{o2}(z) = 0$, отсюда находим:

$$p_{o1} = p_{o2} = g\rho_1 h.$$

С помощью (8), (11) и (12) из уравнений (1) определяем:

$$p_1 = -2i\omega\eta_1 [C_1 e^{kz} + D_1 e^{-kz}] e^{i(kx - \omega t)} - \rho_1 g z + g\rho_1 h, \quad (13)$$

где C_1, D_1 — неизвестные постоянные.

Подставив соотношения (7), (8) и (12) в граничные условия (3)–(6), приходим к системе алгебраических уравнений:

$$\begin{aligned} (N - 2i\omega) e^{kH} A_1 + (N + 2i\omega) e^{-kH} B_1 + (N - 2i\omega) k h e^{kH} C_1 + (N + 2i\omega) k h e^{-kH} D_1 &= 0 \\ A_1 e^{kH} + B_1 e^{-kH} + C_1 e^{kH} (1 + kH) - D_1 e^{-kH} (1 - kH) &= 0 \\ A_2 e^{-kH} - B_2 e^{kH} + C_2 e^{-kH} (1 - kH) + D_2 e^{kH} (1 + kH) &= 0 \\ A_2 e^{-kH} + B_2 e^{kH} - C_2 kH e^{-kH} - D_2 kH e^{kH} &= 0 \\ A_1 - B_1 + C_1 + D_1 - A_2 - C_2 - D_2 + B_2 &= 0 \\ A_1 + B_1 - A_2 - B_2 &= 0 \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} A_1 + B_1 + C_1 + D_1 - \eta_0 A_2 - \eta_0 B_2 - \eta_0 C_2 - \eta_0 D_2 &= 0 \\ 2i\omega A_1 - 2i\omega B_1 + [M - 2i\omega\eta_0] A_2 + [M + 2i\omega\eta_0] B_2 &= 0 \end{aligned}$$

где $\eta_0 = \frac{\eta_2}{\eta_1}$; $N = \frac{\rho_1 g h}{\eta_1 k h}$; $M = \frac{2g h (\rho_2 - \rho_1)}{\eta_1 (k h)} - \frac{\varepsilon k h}{\eta_1 h}$.

Система уравнений (14) имеет нетривиальное решение тогда и только тогда, когда определитель, составленный из коэффициентов уравнений, равняется нулю.

Отсюда получаем дисперсионное соотношение:

$$a(i\omega)^2 + b(i\omega) + c = 0, \quad (15)$$

где

$$a = 4(e_2 - e_1)(e_3 - \eta_0 d_{11} - \eta_0 d_9) + 4(e_4 + e_5)(e_6 - \eta_0 d_{10} - \eta_0 d_8)$$

$$b = 2(e_2 - e_1)(Md_{11} - Md_9) + 2(Ne_2 + Ne_1)(e_3 - \eta_0 d_{11} - \eta_0 d_9) + 2(e_4 + e_5)(Md_{10} + Md_8) - 2(Ne_4 - Ne_5)(e_6 - \eta_0 d_{10} + \eta_0 d_8)$$

$$c = (Ne_2 + Ne_1)(Md_{11} - Nd_9) - (Ne_4 - Ne_5)(Md_{10} + Md_8)$$

$$e_1 = e^{kh}(d_6 + kh d_{12}), \quad e_2 = e^{-kh} \left(\frac{d_4 d_1}{d_3} + kh \right)$$

$$e_3 = (d_7 + \frac{d_4 d_2}{d_3} = d_5), \quad e_4 = e^{kh}(d_7 + kh d_{13})$$

$$e_5 = e^{-kh} \left(\frac{d_4 d_2}{d_3} - d_5 \right), \quad e_6 = \left(d_6 - \frac{d_4 d_1}{d_3} \right)$$

$$d_1 = [e^{kh}(1 + kh) + e^{-kh}(1 - kh)] \frac{2e^{-kh}}{1 - \eta_0}$$

$$d_2 = \frac{1}{2}(1 + 2kH) \left\{ \left[\frac{2e^{kh}}{1 - \eta_0} - 2e^{kh}(1 + kh) \right] \frac{2e^{-kh}}{1 - \eta_0} + \left[\frac{1 + \eta_0}{1 - \eta_0} e^{-kh} - e^{kh} \right] \times \left[2e^{kh}(1 + kh) + e^{-kh} - \frac{3 - \eta_0}{1 - \eta_0} e^{kh} \right] \right\} + \left\{ \frac{2e^{-kh}}{1 - \eta_0} k h e^{kh} + [e^{kh}(1 + kh) - e^{-kh}] \cdot [2e^{kh}(1 + kh) + e^{-kh} - \frac{3 - \eta_0}{1 - \eta_0} e^{kh}] \right\}$$

$$d_3 = \frac{e^{-2kH}}{2} \left\{ \left[\frac{2e^{kh}}{1 - \eta_0} - 2e^{kh}(1 + kh) \right] \frac{2e^{-kh}}{1 - \eta_0} + \left[\frac{1 + \eta_0}{1 - \eta_0} e^{-kh} - e^{kh} \right] \cdot [2e^{kh}(1 + kh) + e^{-kh} - \frac{3 - \eta_0}{1 - \eta_0} e^{kh}] \right\} + \frac{2e^{-kH}}{1 - \eta_0} k h e^{kh} - \kappa H e^{-kH} \cdot [2e^{kh}(1 + kh) + e^{-kh} - \frac{3 - \eta_0}{1 - \eta_0} e^{kh}]$$

$$d_4 = \frac{1 - \eta_0}{4} \left[\frac{1 + \eta_0}{1 - \eta_0} e^{-2kH} + 1 \right] - \frac{1 - \eta_0}{2} (1 + \kappa H)$$

$$d_5 = \frac{1 - \eta_0}{4} \left[\frac{1 + \eta_0}{1 - \eta_0} + e^{2kH} \right] (1 + 2kH) - \frac{1 - \eta_0}{2} \left[1 + \kappa H e^{2kH} \right]$$

$$d_6 = \frac{d_1}{d_3} \left[\frac{e^{-2kH} - (3 - \eta_0)d_4}{1 - \eta_0} - 1 \right]$$

$$d_7 = \frac{3 - \eta_0}{1 - \eta_0} \left(\frac{d_4 d_2}{d_3} - d_5 \right) - \frac{1}{1 - \eta_0} \left[\frac{e^{-2kH} d_2}{d_3} - (1 + 2kH) + \frac{d_2}{d_3} - 1 \right]$$

$$d_8 = \frac{1}{2} \frac{d_1 e^{-2kH}}{d_3}$$

$$d_9 = \frac{1}{2} \left[\frac{e^{-2kH} d_2}{d_3} - (1 + 2kH) \right]$$

$$d_{10} = \frac{(1 + \eta_0)d_8 d_3 - 2d_3 d_1 - (1 - \eta_0)d_1}{d_3(1 - \eta_0)}$$

$$d_{11} = \frac{2}{1 - \eta_0} \left(\frac{d_4 d_2}{d_3} - d_5 \right) \frac{1 + \eta_0}{1 - \eta_0} d_9 + \frac{d_2}{d_3} - 1$$

На основании уравнения (15) приведены расчеты (таблица). Получены следующие практические выводы:

kh	kH	η_0	$\frac{\rho_1 gh}{\eta_1}$	$\frac{2gh(\rho_2 - \rho_1)}{\eta_1}$	$\frac{\epsilon k}{\eta_1}$	$i\omega (c^{-1})$	$\frac{\xi_0}{\xi_2}$
0,1	0,1	0,01	10^{-10}	10^{-11}	10^{-9}	$0,651 \cdot 10^{-7}$	2,974
0,1	0,1	0,01	10^{-10}	10^{-11}	10^{-8}	$0,659 \cdot 10^{-7}$	2,974
0,1	0,1	0,01	10^{-10}	10^{-11}	10^{-7}	$0,724 \cdot 10^{-7}$	2,974
0,1	0,1	0,1	10^{-10}	10^{-11}	10^{-9}	$0,761 \cdot 10^{-9}$	2,988
0,1	0,1	0,1	10^{-10}	10^{-11}	10^{-7}	$0,929 \cdot 10^{-8}$	2,988
0,1	1	0,1	10^{-10}	10^{-11}	10^{-9}	$0,441 \cdot 10^{-5}$	1,241
0,1	1	0,1	10^{-10}	10^{-11}	10^{-7}	$0,439 \cdot 10^{-5}$	1,241
1	0,1	0,01	10^{-9}	10^{-10}	10^{-9}	$0,167 \cdot 10^{-0}$	-19,55
1	0,1	0,1	10^{-9}	10^{-10}	10^{-9}	$0,233 \cdot 10^{-0}$	-5,354
1	0,1	0,1	10^{-9}	10^{-10}	10^{-7}	$0,185 \cdot 10^{-8}$	-19,55
1	0,1	0,01	10^{-9}	10^{-10}	10^{-7}	$0,258 \cdot 10^{-8}$	-5,354
0,1	1	0,01	10^{-10}	10^{-11}	0	$0,346 \cdot 10^{-4}$	1,241
0,1	0,1	0,01	10^{-10}	10^{-11}	10^{-12}	$0,651 \cdot 10^{-7}$	2,974
0,1	0,1	0,01	10^{-10}	10^{-11}	10^{-11}	$0,37 \cdot 10^{-6}$	-1,549
1	1	0,01	10^{-10}	10^{-11}	0	$0,442 \cdot 10^{-5}$	1,241
0,1	1	0,1	10^{-10}	10^{-11}	10^{-11}	$0,346 \cdot 10^{-4}$	1,1
0,1	10	0,1	10^{-10}	10^{-11}	0	$0,45 \cdot 10^{-6}$	1,245
0,1	1	0,99	10^{-10}	10^{-11}	0	$0,684 \cdot 10^{-5}$	135
1	0,1	0,99	10^{-9}	10^{-10}	10^{-11}	$0,68 \cdot 10^{-5}$	1556
1	0,1	10	10^{-9}	10^{-10}	10^{-11}	$0,68 \cdot 10^{-5}$	1556

1. Из таблицы видно, что с увеличением мощности нижнего слоя относительно первого ($\frac{h}{H} \ll 1$) при фиксированных значениях параметров системы «нижний, верхний слой» значительно увеличиваются интенсивности затухания стоячей волны. Однако при $\frac{h}{H} \gg 1$ происходит обратное явление.

2. При $\frac{h}{H} \gg 1$ влияние силы поверхностного натяжения на затухание волн очень мало и ею можно пренебрегать. Однако при $\frac{h}{H} \gg 1$

влияние этой силы значительно.

3. С уменьшением длины волны увеличивается интенсивность затухания.

4. При увеличении отношения вязкости η_0 уменьшается интенсивность затухания волны.

Авторы выражают признательность Р. М. Гаджиеву и Ф. А. Кадирову за получение консультаций и за обсуждение полученных результатов.

Литература

1. Каракин А. В., Калашникова И. В., Магницкий В. А. Об эффектах «смазочного слоя», возникающих при горизонтальных перемещениях литосферы. — Докл. АН СССР, 1974, т. 214, № 3, с. 561—564.
2. Гаджиев Р. М., Кадиров Ф. А. Волны Гельмгольца в двухслойной модели верхней мантии. — Изв. АН СССР. Физика Земли, 1986, № 4, с. 14.—23.
3. Николаевский В. Н., Рамазанов Т. К. Теория быстрых тектонических волн. — ПММ, 1985, т. 49, № 3, с. 462—469.
4. Рамазанов Т. К. Влияние горизонтальных литостатических напряжений на тектонические волны. — Изв. АН СО СССР. Геология и геофизика, 1986, № 3, с. 98—101.
5. Wollking David J., Alexander J., Iwan D. Kelvin-Helmoltz instability in a layered Newtonian fluid model of the geological phenomenon of rock folding. — J. Appl. Math., 1982, 42, N 6, p. 1276—1295.

Т. Г. Рамазанов, Р. Э. Расулов

ЛУХАРЫ МАНТИЯНЫН ИКИГАТЛЫ МОДЕЛИНДЭ ДАХИЛИ ДАЛГАЛАРЫН ПАРАМЕТРЛЭРИНИН ГАРШЫЛЫГЛЫ ЭЛАГЭСИ

Мәгаләдә жүксәк өзлүлү мајеләрин сәрһәддиндән сәтһи кәрилмә гүввәсинин ролу арашдырылмышдыр. Сәтһи кәрилмә гүввәси дахили далгаларын узунлугуну вә периодуну әсаслы сурәтдә дәјишдирән шәртләр тәјин олунмушдур. Далга әдәди илә сәнмә әмсалы арасында аналитик шәкилдә әләгә тапылмышдыр.

T. K. Ramazanov, R. A. Rasulov

THE CORRELATION OF PARAMETERS OF SUBSURFACE WAVES IN THE TWO-LAYERED MODEL OF THE UPPER MANTLE

The article investigates the role of the surface tension force at the border of high-viscous liquids, imitating the layers of the upper mantle. The conditions, under which the force of surface tension considerably changes the length of disturbance waves and their periods, are determined. The dispersion ratio between the wave number and the coefficient of attenuation is determined.

УДК 553: 98: 048

ХРОНИКА

ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ МЕТОДОВ ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ЦЕЛЬЮ ИХ ПРОМЫШЛЕННОЙ ОЦЕНКИ

10 декабря 1987 г. в Институте проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН Азербайджанской ССР по инициативе Научного совета по проблеме «Нефтегазодобыча» состоялась научная сессия, посвященная вопросам развития метода изучения нефтяных и газовых залежей с целью их промышленной оценки.

Заслушав и обсудив доклад Т. Ю. Багарова (ИПГНГМ АН АзССР) «Теоретические основы промышленной оценки нефтяных залежей на базе статистических исследований», а также выступления участников научной сессии, Научный совет отметил, что реализация задач, поставленных XXVII съездом КПСС по дальнейшему развитию нефтегазодобывающей промышленности страны, связана с повышением эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ, бурения и эксплуатации скважин, разработки месторождений углеводородов. Эффективность процесса разведки и разработки залежей нефти и газа зависит от степени изученности геологического строения, надежности результатов исследований и достоверности промышленной оценки их запасов.

В этом направлении в ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР получены важные результаты по созданию моделей, основанных на статистических исследованиях. Эти результаты охватывают широкий круг вопросов: разработаны теоретические основы промышленной оценки нефтяных залежей на базе статистических исследований, сформулированы основные принципы моделирования процесса производительно-сти залежи, дан способ оценки надежности извлекаемых запасов нефти и основных показателей подсчета запасов нефти, рассмотрены пути дальнейшего развития метода моделей экстраполяции и аналогии, предложен выбор адекватных моделей подсчета запасов в зависимости от стадии изу-

ченности нефтяных залежей, составлена классификация статистических моделей на системно-структурной основе и др. Созданы и проверены на практике динамические геолого-геофизические модели процесса обводнения нефтяных залежей.

Определенные исследования в области развития методов изучения нефтяных и газовых залежей с целью их промышленной оценки выполнены другими сотрудниками ИПГНГМ, а также научно-исследовательскими организациями представившими свои доклады на научную сессию. Эти исследования касались следующих вопросов: прогноз технологических показателей разработки с помощью математического моделирования (ВНИИ); применение статистического метода при подсчете запасов нефти в условиях водного воздействия (ПермНИПИ-нефть), использование системного прогнозирования, основанного на автоматизированном проектировании, экспертной и проблемно-ориентированной оценке (ИПНГ АН СССР); изучение карбонатных пород с целью их промышленной оценки (МИНГ им. И. М. Губкина), оценка углеводородов Южного Каспия (ГосНИПИ «Гипроморнефтегаз») и др.

Состоялось широкое обсуждение доклада и выступлений участников сессии, после которого Научный совет АН Азербайджанской ССР по проблеме «Нефтегазодобыча» принял решение одобрить доклад о научных и практических результатах ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР в области развития методов изучения нефтегазовых залежей с целью их промышленной оценки и принять к сведению выступления представителей ВНИИ, МИНГ им. И. М. Губкина, ИПНГ АН СССР, ПермНИПИнефти, ГосНИПИ «Гипроморнефтегаз» и других организаций.

Рекомендовано научным и производственным организациям, курируемым

Научным советом, продолжить исследование в области создания и усовершенствования теоретических основ промышленной оценки нефтяных залежей на базе статистических исследований, системного прогнозирования, спектрального анализа и др.

Рекомендовано ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР и другим научным и производственным организациям использовать полученные геолого-статистические модели для подсчета начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти, уточнения конечного коэффициента нефтеизвлечения и прогнозирования залежей, находящихся на ранней стадии разработки, а также предложенную методику оценки надеж-

ности извлекаемых запасов нефти и динамические геолого-геофизические модели для определения эффективности процесса разработки и выявления неиспользованных резервов нефти в залежах, находящихся на различных стадиях эксплуатации.

Рекомендовано продолжить усовершенствование существующих методов оценки извлекаемых запасов нефти, газа и попутной воды, находящихся на различных стадиях изученности месторождений с учетом особенностей их геологического строения и истории разработки.

Л. А. Буряковский,
Л. И. Аллахвердиева,
Э. Б. Велиева.

МҮНДӘРИЧАТ

М. Т. Абасов, Ш. Ч. Абасов, Ф. Н. Оручәлијев. Гејри-бирчине газ-конденсә лајларынын субасы режиминдә карбоһидрогенвермә хүсусијјәтләри	3
Н. Ч. Таһиров, Ф. Н. Кәримова, М. А. Барјакина. Суја татылан мүйјән әлавәләрин исланма бучагына тәсири	9
Г. Ә. Мәмәдов, Ш. М. Рәһимов, Н. М. Орлова, Ш. О. Гулијева. Истилик зонасынын көмәји илә нефтин сыхышдырымасына анд бир мәсәләнин һәлли	13
П. В. Безухов, В. М. Розенберг. Мүрәккәб чоһфазалы чоһкомпонентли ахымын һесабатына даир	18
М. Т. Абасов, Г. Н. Чәләлов, А. М. Мәмәдов. Чатлы-мәсәмәли коллекторларда мајенин гәрарлашмамыш сүзүлмәси мәсәләләринин һәлли үсуллары һаггында	22
К. И. Гулијев, А. Н. Кәримов. Таваны кечәрмәјән чатлы-мәсәмәли гејри-бирчине лајда мајенин ахыны	35
М. А. Рәсулов, Т. А. Рәһимов. Еластик өзлү мајенин гејри-стационар сүзүлмәсинин ријазии модели һаггында	43
А. К. Галимов, В. Г. Тағыјев. Газ лајынын гејри-хәтти модели үчүн тәрс мәсәләнин аппроксимасијасы һаггында	49
К. Е. Рүстәмов, Е. С. Нүсәјнов. Грифон-мәһсулунун дәниз мүйитиндә јајылма просесинин ријазии моделләшдирилмәси	54
Т. Ј. Баһаров. Статистик тәдгигатлар әсасында нефт јатагынын сәнаје чәһәтдән гијмәтләндирилмәсинин нәзәри әсаслары	61
Н. Д. Амелин, А. В. Давылов. Сон мәрһаләдә ишләмә көстәричиләринин прогнозунда јатағын истисмар мәлуматларындан истифадә олунмасы	65
А. Б. Золотухин, Н. А. Јеремин, Л. Н. Назарова. Систем прогнозлашдырымасы әсасында нефт сәнајечә гијмәтләндирилмәси	74
А. И. Әлијев, Р. Р. Чәфәров, Ә. Ә. Кәримова. Хәзәр дәниз јатагларынын сәнајечә гијмәтләндирилмәси вә ишләмәјә һазырланмасы тәчрүбәси	81
Ј. И. Фадеев. Галыг нефт еһтијатынын статистик үсул илә һесабламмасынын бәзи аспектләри	86
Е. Б. Вәлијев. Гала јатағы үзрә нефтлә биркә һасил олунан су еһтијатынын гијмәтләндирилмәси тәчрүбәси	91
Л. А. Бурјаковски, В. Н. Лунина. Нефт гујуларынын вә лајларынын сулашмасы просесинин кеоложи-кеолофизики динамик модели	95
И. С. Чәфәров, В. Л. Кузмина-Керасимова, Н. И. Әскәров. Крајкинг вә Монте-Карло үсуллары илә нефт вә газ јатагларынын петрофизики параметрләринин гијмәтләринин дәгигләшдирилмәси	104
Л. А. Бурјаковски, И. С. Чәфәров, Ј. Г. Мустафајев. Дизјунктив гырилмаларын ашкара чыхарылмасы мәсәләсинә гејри-дәгиг сәрһәдли чоһлуг нәзәријјәсинин тәтбиғи	110
М. Ә. Рәсулов, В. Г. Мустафајев. Нәрәкәт едән сәрһәдли гејри-хәтти бир мәсәләнин әдәди һәлли	117
Р. М. һачыјев, И. С. Гулијев, Ф. Ә. Гәдилов, А. Н. Гәдилов, Р. А. Рәсулов. Сыхлыг инверсијасы олан чөкүнтү сүхурларында далгавары нәрәтләрин тәдгиги	123
Т. Г. Рамазанов, Р. Ә. Рәсулов. Јухары мантијанын икигатлы моделиндә дахили далгаларын параметрләринин гаршылыгы әлагәси	131

Хроника

Нефт вә газ еһтијатларынын сәнаје бахымындан өјрәнилмәси методларынын инкишафы мәсәләләри	137
---	-----

СОДЕРЖАНИЕ

М. Т. Абасов, Ш. Д. Абасов, Ф. Г. Оруджалиев. Особенности углеводородоотдачи неоднородных газоконденсатных пластов при водонапорном режиме	3
Н. Д. Таиров, Ф. Г. Керимова, М. А. Барякина. Влияние к воде на краевой угол гистерезисного и избирательного смачивания	9
Г. А. Мамедов, Ш. М. Рагимов, Н. В. Орлова, Ш. О. Гулиева. К вопросу решения задачи вытеснения нефти теплоизолирующей оторочкой нагретой жидкости	13
П. В. Безухов, В. М. Розенберг. К расчету сложных многофазных многокомпетентных течений	18
М. Т. Абасов, Г. И. Джалалов, А. М. Мамедов. О методах нестационарных задач фильтрации жидкости в трещиновато-пористых коллекторах	22
К. И. Кулиев, А. Г. Керимов. Движение жидкости в неоднородном трещиновато-пористом пласте с непроницаемой кровлей	35
М. А. Расулов, Т. А. Рагимова. О математическом моделировании нестационарной фильтрации жидкости с памятью	43
А. К. Галимов, В. Т. Тагиев. О разностной аппроксимации обратной задачи для нелинейной модели газового пласта	49
К. Э. Рустамов, Э. С. Гусейнов. К математическому моделированию процесса распространения продукции грифов в морской среде	54
Т. Ю. Багаров. Теоретические основы промышленной оценки нефтяных залежей на базе статистических исследований	61
И. Д. Амелин, А. В. Давыдов. Использование данных эксплуатации залежей нефти для прогноза показателей разработки на поздней стадии	65
А. Б. Золотухин, Н. А. Еремин, Л. Н. Назарова. Промышленная оценка нефтяных месторождений на основе системного прогнозирования	74
А. И. Алиев, Р. Р. Джафаров, А. А. Керимова. Опыт промышленной оценки и подготовки к разработке морских месторождений Каспия	81
Ю. И. Фадеев. Некоторые аспекты оценки остаточных запасов нефти статистическим методом	86
Э. Б. Велиева. Опыт оценки эксплуатационных запасов попутных вод нефтяного месторождения Кала	91
Л. А. Буряковский, Г. Н. Лунина. Динамические геолого-геофизические модели процесса обводнения нефтяных скважин и пластов	95
И. С. Джафаров, В. Л. Кузьмина-Герасимова, Г. И. Аскеров. Уточнение оценок петрофизических параметров залежей нефти и газа на основе крайкинга и метода Монте-Карло	104
Л. А. Буряковский, И. С. Джафаров, Ю. Г. Мустафаев. Применение теории нечетких множеств к задаче выявления дизъюнктива	110
М. А. Расулов, В. Г. Мустафаева. Численное решение одной нелинейной задачи с подвижной границей	117
Р. М. Гаджиев, И. С. Гулиев, Ф. А. Кадиров, А. Г. Кадыров, Р. А. Расулов. Волновые движения в осадочно-породных бассейнах с инверсией плотности	123
Т. К. Рамазанов, Р. А. Расулов. Взаимосвязь параметров внутренних волн в двухслойной модели верхней мантии	131

Хроника

Вопросы развития методов изучения нефтяных и газовых залежей с целью их промышленной оценки	137
---	-----

Сдано в набор 31.05.88. Подписано к печати 25.X.88.

ФГ 00704. Формат бумаги 70×100¹/₁₆. Бумага типографская № 1.

Усл. кр.-отт. 11,37. Уч.-изд. лист 10,7. Тираж 520. Заказ 409. Цена 1 руб. 20 коп.

Издательство «Элм».

370143 Баку-143, проспект Нариманова, 31, Академгородок, Главное здание.
Баку, проспект Нариманова, 31.