

П-169/2

ISSN 0002-3124

АЗƏРБАЙҶАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫ
АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ХƏБƏРЛƏР ИЗВЕСТИЯ

Ҷ Е Р Е Л М Л Ə Р И

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

1 • 1984

ВИБ

УДК 622. 279.23/4

М. Т. АБАСОВ, М. А. ДЖАМАЛБЕКОВ, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ

ОСОБЕННОСТИ ИСТОЩЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Вопросам разработки залежей нефти и газа в трещиноватых коллекторах в последние годы в литературе уделяется большое внимание. Наиболее полно указанные вопросы применительно к условиям разработки нефтяных месторождений освещены в [3], а применительно к условиям разработки газовых месторождений — в [5]. В [3, 4] рассматриваются некоторые аспекты разработки залежей газированной нефти в трещиноватых коллекторах.

В [2] была предложена модель фильтрации газоконденсатной смеси в чисто трещиноватой среде, изменение коллекторских свойств которой подчиняется закону упругой деформации. Были выписаны уравнения движения газоконденсатной смеси в такой среде, получено уравнение притока к скважине и все необходимые расчетные соотношения для описания процесса истощения газоконденсатных залежей в рассматриваемых условиях.

В статье приведены результаты исследований в области разработки газоконденсатных залежей на газовом режиме в трещиноватом коллекторе. Исследования выполнены в предположении, что изменение пористости и проницаемости среды с изменением давления в пласте подчиняется степенному закону [5]:

$$m = m_0 \left(\frac{P}{P_0} \right)^{a_T}$$

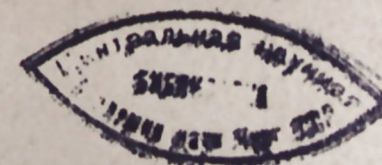
$$k = k_0 \left(\frac{P}{P_0} \right)^{\beta_k}$$

где m_0 , m — начальная и текущая пористости породы; k_0 , k — начальная и текущая проницаемости коллектора; P_0 , P — начальное и текущее давления в пласте; a_T — коэффициент сжимаемости трещин; β_k — коэффициент изменения проницаемости.

На рис. 1 показано изменение во времени среднего пластового давления газоконденсатной залежи в трещиноватом коллекторе, обладающем различной степенью деформируемости, а на рис. 2 — соответствующее этим случаям изменение во времени средней конденсатонасыщенности. Все рассматриваемые в настоящей работе варианты истощения газоконденсатной залежи базируются на одинаковых исходных данных и отличаются лишь деформируемостью коллектора. Приведем эти данные:

$$P_0 = 45,3 \text{ МПа}; \quad C_0 = 2,848 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$m_0 = 0,75 \%; \quad k_0 = 0,1 \text{ мкм}^2; \quad r_k = 1000 \text{ м};$$



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ: М. Т. Абасов (главный редактор), Р. А. Абдуллаев, Р. Н. Абдуллаев, Г. А. Алиев, А. А. Али-заде, Ак. А. Али-заде, Б. А. Будагов, М. П. Гули-заде, Г. И. Джалалов (ответственный секретарь), К. Н. Джабилов, Т. А. Исмаил-заде, Ш. Н. Мамедов, Ш. Ф. Мехтиева, А. Д. Султанов, Э. М. Шехми-ский, Э. Ш. Шихалибеги (зам. главного редактора), Э. М. Шихлинский (зам. главного редактора).

© Издательство «Элм», 1984 г.

Сдано в набор 10.04.84 г. Подписано к печати 22.08.84 г.
ФГ 00705. Формат бумаги 70×100^{1/16} Бумага типографская № 1.
Гарнитура шрифта литературная. Печать высокая. Усл. печ. лист 11,37.
Усл. кр.-отт. 11,37. Уч.-изд. лист 9,77. Тираж 535. Заказ 158. Цена 1 руб. 20 коп.

Издательство «Элм»
370143 Баку-143, проспект Нариманова, 31,
Академгородок, Главное здание.
Типография АН Азербайджанской ССР. Баку, проспект Нариманова, 31.

Адрес: г. Баку, Коммунистическая, 10. Редакция «Известий Академии наук Азербайджанской ССР (серия наук о Земле)».

$r_c = 0,1$ м; $h = 50$ м; $a_T = 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4$;
 $\beta_k = 0; 1; 2; 3; 4$.

Отношение коэффициентов β_k к a_T в соответствии с рекомендациями, приведенными в [3], принято равным десяти, т. е. во всех рассмотренных вариантах $\beta_k/a_T = 10$.

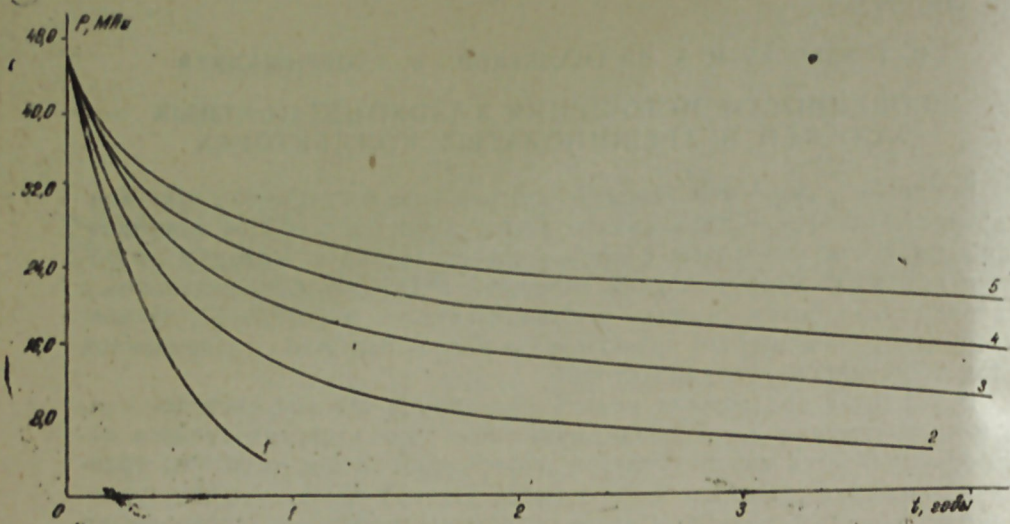


Рис. 1. Зависимость пластового давления от времени:

1 — $a_T = 0$; 2 — $a_T = 0,1$; 3 — $a_T = 0,2$; 4 — $a_T = 0,3$; 5 — $a_T = 0,4$

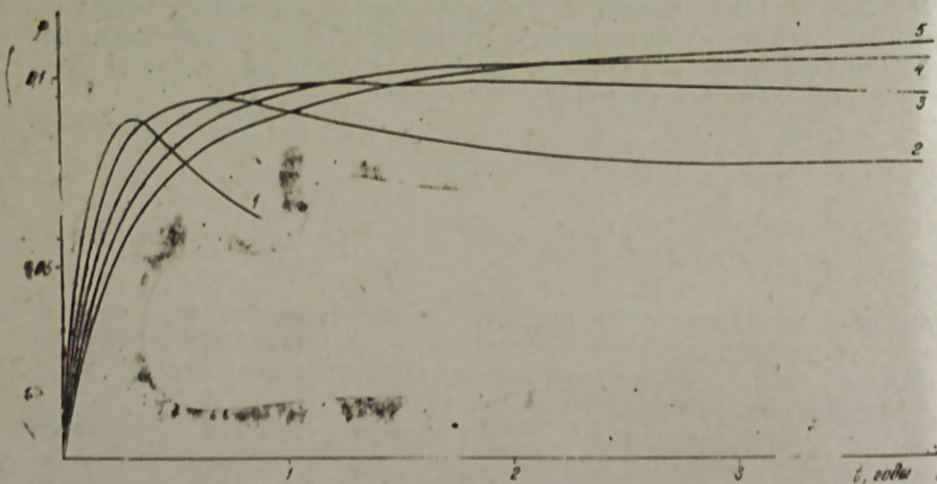


Рис. 2. Зависимость конденсатонасыщенности от времени (условные обозначения те же, что на рис. 1)

На рис. 3 показано изменение во времени газоконденсатного фактора (кривые 1, 2, 3, 4, 5). Характер изменения дебитов скважины по газу и конденсату при работе с постоянным перепадом представлен на рис. 4 и 5. Следует отметить, что на всех рисунках для сравнения приведен случай с недеформируемым коллектором (кривые 1).

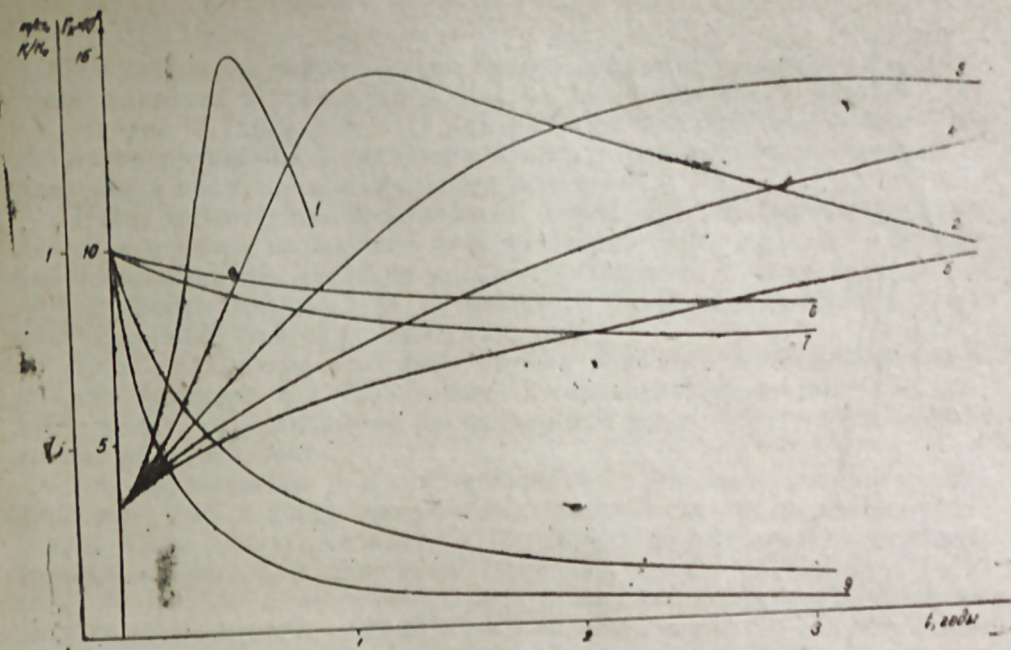


Рис. 3. Изменение газоконденсатного фактора (1 — $a_T = 0$; 2 — $a_T = 0,1$; 3 — $a_T = 0,2$; 4 — $a_T = 0,3$; 5 — $a_T = 0,4$), пористости (6 — $a_T = 0,1$; 7 — $a_T = 0,4$) и проницаемости (8 — $\beta_k = 1$; 9 — $\beta_k = 4$) во времени

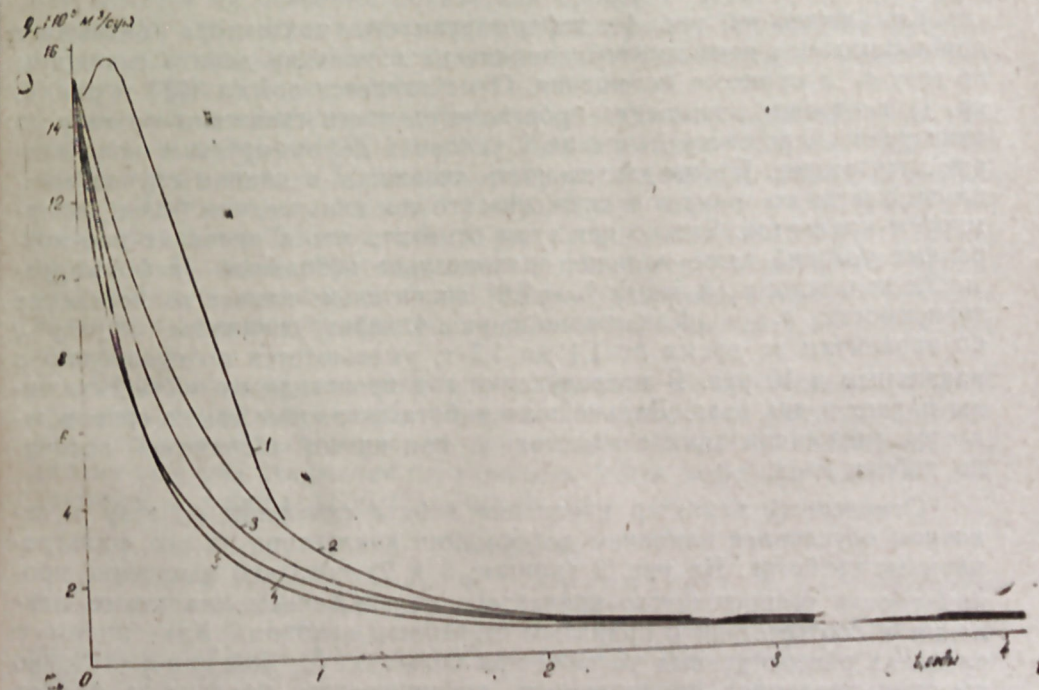


Рис. 4. Зависимость дебита газа от времени (условные обозначения те же, что на рис. 1)



Рис. 5. Зависимость дебита конденсата от времени: 1 — $a_T = 0$; 2 — $a_T = 0,1$
5 — $a_T = 0,4$

Как видно из рис. 4, деформируемость коллектора оказывает принципиальное качественное влияние на изменение дебита скважины по газу q_T в процессе истощения. Отмечающееся всегда ([1] и рис. 4, кр. 1) некоторое повышение производительности скважины по газу со снижением пластового давления в условиях деформируемых коллекторов отсутствует. Производительность скважины в данном случае всегда снижается во времени и снижение это тем сильнее, чем более деформируем коллектор. Важно при этом отметить, что в пределах рассмотренных условий даже наличие сравнительно небольшой деформируемости коллектора ($a_T = 0,1$; $\beta_k = 1,0$) значительно влияет на поведение зависимости q_T . Как видно из рис. 4, дебит скважины по газу q по вариантам за время от 1,1 до 1,5 г. уменьшается по сравнению с начальным в 10 раз. В последующий год производительность скважины падает в два раза. Дальнейшая работа скважины также сопровождается снижением темпов падения q_T при низкой абсолютной величине дебита газа.

Отмеченный характер изменения дебита скважины по газу в основном обусловлен влиянием деформации коллектора на его фильтрационные свойства. На рис. 3 (кривые 8 и 9) показано изменение проницаемости трещиноватого коллектора со снижением пластового давления в соответствии с принятым степенным законом. Как видим, в пределах рассмотренных условий при больших β_k еще при достаточно высоких давлениях проницаемость трещиноватого коллектора падает столь сильно, что дальнейшая эксплуатация пласта становится практически невозможной. Если вернуться к рис. 4, то увидим, что текущие

дебиты скважины действительно сильно снизились. Но при этом пластовые давления в вариантах 3, 4, 5 на рис. 1 еще очень высоки.

На рис. 3 (кривые 6 и 7) для удобства анализа полученных результатов приведена в зависимость продуктивного объема трещин от давления в долях от его начальной величины.

Итак, характерной особенностью деформируемых коллекторов является изменение их пористости и проницаемости в процессе истощения (со снижением давления в пласте). При этом с точки зрения полезной работы пласта, т. е. возможности получения продукции влияние указанных факторов противоположно.

Если уменьшение полезного объема приводит к снижению темпа падения давления и, следовательно, к сохранению более высокой продуктивности, то уменьшение проницаемости коллектора только снижает его продуктивность.

Как же меняется τ и k в конкретных условиях рассмотренных примеров? Так к концу третьего года разработки проницаемость удаленной части пласта снизилась в 10—26 раз по сравнению с первоначальной величиной, а пористость (полезная емкость коллектора) только в 1,3—1,4 раза. Если сравнить не по времени, а к моменту извлечения равных объемов газа, то при $\eta_c = 0,6$ проницаемость (та же, что и выше) оказалась снизившейся в 2,9—24,6 раза (при $a_T = 0,1$; $\beta_k = 1$; при $a_T = 0,4$; $\beta_k = 4$), а пористость — соответственно в 1,1—1,4 раза. Как видим, смыкание трещин, сопровождающее процесс истощения газоконденсатной залежи в трещиноватом коллекторе, оказывает значительное влияние на основные показатели процесса. Изменение проницаемости при этом оказывает сильное отрицательное влияние на производительность скважин по газу, а изменение пористости — положительное, но гораздо более слабое.

Сильно снижающиеся отборы газа в единицу времени привели к стабилизации кривых $P(t)$ и $\rho(t)$. При этом для больших значений коэффициентов a_T и β_k зависимости $\rho(t)$ в поздний период не только не снижаются, но и несколько растут. Такой характер изменения $P(t)$ и $\rho(t)$ обусловил приведенный на рис. 3 вид зависимостей $\Gamma_k(t)$. Ввиду того, что большой деформируемости коллектора в основной период разработки соответствуют более низкие газоконденсатные факторы, разница в производительностях скважины по конденсату не так велика, как по газу.

Приведенные результаты дают наглядное представление о влиянии деформируемости пород на основные показатели процесса истощения газоконденсатных залежей в чисто трещиноватом коллекторе. Их анализ еще раз указывает на важность учета деформируемости коллекторов в рассмотренных условиях.

Литература

1. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г., Оруджалиев Ф. Г. О фильтрации газоконденсатной смеси. — ДАН Азерб. ССР, 1966, № 4.
2. Абасов М. Т., Джамалбеков М. А., Оруджалиев Ф. Г. Фильтрация газоконденсатной смеси в трещиноватых коллекторах. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1983, № 6.
3. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1981.
4. Горбунов А. Т., Шахвердиев А. Х. Исследование фильтрации реальной газированной нефти в упруго-пластической деформируемой пористой среде. — Тр. ВНИИ, вып. 68, 1979.

5. Коротаяев Ю. П., Геров Л. Г., Закиров С. Н., Щербаков Г. А.
Фильтрация газов в трещиноватых коллекторах.—М: Недра, 1979.

М. Т. Абасов, М. А. Чамалбэгов, Ф. Г. Оручэлиев

ЧАТЛЫ-КОЛЛЕКТОРЛУ ГАЗ-КОНДЕНСАТ ЈАТАГЛАРЫНЫН ТҮКЭНМЭСИННИН ХҮСУСИЈЈЭТЛЭРИ

Мәгаләдә газ-конденсат јатағында сүхур деформасијасынын түкәнмә просесинин әсас кәстәричиләринә олан тәсири тәдгиг олунмуш, ләј тәзјигиндән асылы олараг кечиричилик вә мәсамәлијин дәјишмәсинин чатлы-коллекторлу газ-конденсат јатағынын әсас ишләнмә кәстәричиләринә олан кәмијјәт вә кәјфијјәт тәсири өјрәнилмишдир.

М. Т. Abasov, М. А. Djamalbekov, F. G. Orudjaliev

PECULIARITIES OF GAS-CONDENSATE DEPOSITS DEPLETION IN FRACTURED COLLECTORS

The authors investigated rock deformation influence upon main indices of gas-condensate depletion process in purely fractured collectors.

Qualitative and quantitative influence of permeability and porosity changes upon depletion indices was determined.

УДК 553.982:51.011.57

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ, И. С. ДЖАФАРОВ

ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЗНАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Геологические системы, как правило, являются открытыми системами, они обмениваются с внешней средой как веществом и энергией, так и информацией. Последнее является определяющим свойством не только геологических, но любых природных и технологических, естественных и искусственных систем, позволяющим путем изучения структуры и поведения системы формировать научное знание, необходимое для их технологического использования.

Геологические системы существуют независимо от познающего субъекта и в процессе познания отображаются им. До получения сведений об изучаемой геологической системе (почти всегда — до ее выделения) существует некоторая неопределенность знаний об этой системе, измеряемая количеством априорной информации. Первый шаг в процессе вычленения геологической системы должен ответить на вопрос: существует ли система или, в другом виде, — система ли это? Например, в нефтяной или рудной геологии — это вопрос: существует ли залежь полезного ископаемого, или — залежь ли это? Ответ на этот единственный вопрос не так прост и требует зачастую больших материальных и интеллектуальных усилий. С ответом на этот вопрос связана цель прикладных геологических исследований — познание структурных и вещественных особенностей геологических систем с точки зрения их поведения при технологическом воздействии.

Процесс изучения геологических систем является познавательным и служит для изменения количества априорной информации на величину апостериорной информации, разность которых дает прирост количества информации об изучаемой системе. С таких позиций геолого-разведочный процесс или мероприятия по контролю за разработкой месторождений (особенно нефтяных и газовых) относятся к экспериментальным исследованиям, несмотря на то, что они имеют производственный характер и масштабы [9, 10]. Необходимо подчеркнуть, что эффективный контроль за разработкой залежи полезного ископаемого также, как и геолого-разведочный процесс, предполагают наличие обратных связей, эти процессы представляют собой функционирование своеобразных управляемых природно-технологических кибернетических систем.

При проведении геолого-разведочных работ в первую очередь экспериментально проверяется гипотеза о наличии залежи полезного ископаемого. В результате разведки, т. е. в результате проведения эксперимента по проверке выдвинутой гипотезы, получают один бит информации. При этом количество априорной информации о системе возрастает на величину апостериорной информации.

Мерой количества информации в статистической теории информации является энтропия. Как известно, информационная энтропия является оценкой неопределенности представлений о чем-либо, например, о геологической системе, в отличие от термодинамической энтропии, оценивающей неоднородность строения системы. Поэтому следует подчеркнуть, что при измерении количества информации, поступающей от геологической системы, речь идет не об энтропии системы, а об энтропии наших знаний об этой системе. Как отмечает А. Д. Урсул: «Энтропия физической системы определяется объективно существующими вероятностями состояний ее элементов, а «энтропия» наших знаний выражается через вероятности подтверждения выдвинутых нами гипотез» [13].

Формула для вычисления энтропии H имеет вид:

$$H = k \sum_{i=1}^n p_i \log p_i,$$

где p_i — вероятности конечного множества n состояний системы при описании ее с точки зрения неоднородности или вероятности конечного множества n сообщений при описании степени неопределенности наших представлений о системе;

k — коэффициент пропорциональности, зависящий от выбора системы единиц.

В рассматриваемом случае энтропия оценивает не структурную и вещественную неоднородность геологической системы, а неопределенность наших знаний о ней. Разность между априорной H_0 и апостериорной H энтропией, величина которой зависит от того количества информации, которое было передано от системы в процессе ее изучения к приемнику, определяет величину полученной приемником информации:

$$J = H_0 - H = -\Delta H$$

В таком понимании количество информации — суть уменьшение энтропии системы для наблюдателя, а поток отрицательной энтропии осуществляется от системы к наблюдателю.

Таким образом, процесс изучения геологических систем является, по существу, информационным процессом и может изучаться с помощью методов статистической теории информации. Другое дело, приводит ли такое изучение к адекватному отражению геологической системы. Очевидно, что статистическая теория информации, дающая только количественные оценки, не всегда может адекватно отражать строение геологических систем. Как отмечает Ю. А. Шрейдер, более важным, чем статистический, является семантический аспект знания [14].

Если под информацией понимать совокупность сигналов, отображающих не только количественное, но и качественное различие, то геологическая информация должна устанавливать различие, во-первых,

между наблюдаемыми геологическими системами и внешней средой (геологическое тело и вмещающие горные породы), и, во-вторых, между элементами геологической системы.

Такое представление об информации неотделимо от понятия разнообразия, выдвинутого У. Р. Эшби [15]. Более широкое представление о разнообразии дается в работе А. Д. Урсула [13], где он отождествляет его с различием, одной из важных философских категорий, лежащей в фундаменте ряда категорий и законов диалектики. С таких позиций следует трактовать различие изучаемого объекта и вмещающих горных пород, а мера различия геологической системы и внешней среды есть один из критериев выделения данной геологической системы.

Степень тождественности или различия определяется путем наблюдения или измерения. Любая процедура наблюдения или измерения предполагает взаимодействие между объектом наблюдения и измерительной аппаратурой. Подобное взаимодействие возмущает объект, порождает неопределенности в его поведении и ошибки в измерении. Оно же открывает путь потоку информации от источника к приемнику. Любая процедура наблюдения или измерения приводит к уменьшению энтропии нашего представления об изучаемом объекте или к росту неэнтропии (по Л. Бриллюэну [4]).

Для успешного осуществления процедуры измерения необходимо, чтобы: 1) изучаемые параметры системы были измеримы, т. е. должна быть известна процедура, позволяющая определить значение параметра с погрешностью, не превышающей некоторой предельной для данной процедуры, 2) сами измерения были воспроизводимы, т. е. повторение процедуры должно приводить к значениям, отличающимся от первоначальных не более, чем на ту же погрешность, 3) изучаемые объекты были изменчивы или разнообразны, т. е. среди всех объектов наблюдения должны быть такие, у которых значения измеряемых параметров различались бы не менее, чем на величину погрешности измерения [3].

Как видно, понятие о погрешности измерения или наблюдения является неотделимым от самого процесса измерения и, в сущности, определяет возможность выявления разнообразия реального мира [4].

Количество информации, полученное в процессе наблюдения или измерения, связано по [4] с точностью измерительной процедуры следующей зависимостью:

$$J = k \log A$$

При увеличении точности измерительной процедуры количество информации возрастает. Это возрастание происходит сравнительно медленно: при увеличении точности в n раз получается лишь $\log n$ дополнительных единиц информации (например, при увеличении точности в 2 раза мы приобретаем дополнительно 1 бит информации). Отсюда следует, что стремление к повышению точности измерительных процедур, сопровождаемое, как правило, дополнительными затратами материальных средств и времени, не всегда может быть признано целесообразным.

Следуя Л. Бриллюэну, отметим, что любое наблюдение или измерение, осуществляемое по отношению к физической системе, приводит

в среднем к увеличению энтропии системы за счет уменьшения энтропии наблюдателя. В силу второго начала термодинамики среднее увеличение энтропии всегда больше получаемого количества информации (или равно ему). Это означает, что в теории информации аналог второго начала термодинамики, т. е. закон сохранения количества информации, справедлив лишь в среднем, вследствие возможности появления непредсказуемых флуктуаций или отклонений от среднего.

Изучение систем, в том числе геологических, требует помимо наблюдения (измерения) свойств системы, наличия каналов связи, соединяющих источник сообщения (инструмент наблюдения или измерения) с приемником (инструмент утилизации наблюдения или измерения, в конечном итоге, — человеческое сознание). Передача информации от источника к приемнику осуществляется по каналам связи с помощью сигналов — материальных носителей информации. Поскольку информация от геологической системы может поступать по неограниченному числу каналов от всего объема системы, постольку поток информации образует вокруг системы своеобразное информационное поле в пространстве, каждой точке которого соответствует число, характеризующее количество информации, передаваемой от источника к приемнику.

Информационное поле геологической системы можно рассматривать не только в объемном пространственно-временном континууме, но и в виде проекции на плоскость, с которой может быть связана как поверхность земли, так и любое сечение, проходящее под углом к этой поверхности.

Введение понятия информационного поля создает формализованные предпосылки для изучения геологических систем методами теории информации.

По отношению к биосфере представление об информационном поле высказывал академик А. И. Берг: «Все живые существа с момента появления на свет и до конца своего существования пребывают в «информационном поле», которое непрерывно, беспрерывно воздействует на их органы чувств» [2]. Существенным отличием между представлениями об информационных полях в биосфере и литосфере является то, что при изучении геологических систем эти поля являются искусственными и возникают в процессе изучения (измерения) параметров геологических систем, а для биологических систем информационные поля являются естественным свойством живого организма.

При очевидном различии живых и неживых систем и их информационных полей между ними существует, может быть, и не такое очевидное, сходство, которое заключается в наличии у обоих видов систем определенного механизма наследственности. Наличие генетического кода у биологических видов определяет передачу наследственных черт в процессе онтогенеза. Представление о наличии механизма физико-химической наследственности у осадочных горных пород впервые высказал Л. В. Пустовалов [11]. В последующем идею седиментационной трансляции разрабатывали Н. М. Страхов, А. Ф. Белоусов, А. Н. Дмитриевский и др. [1, 8, 12]. В этой связи представление об информационном поле геологических систем позволяет сделать еще один шаг по пути сближения наук о живой и неживой материи.

Выделение и изучение геологических систем возможно различными методами, которые, в сущности, являются различными способами ко-

дирования информации. С целью уменьшения влияния ошибок измерений или помех, особенно нерегулярных и независимых друг от друга, в геологической практике используют метод накопления полезного сигнала, для чего применяют комплексы различных методов исследования геологических систем [7]. С математических позиций это равносильно увеличению числа уравнений в системе с многими переменными. Такое исследование, по Г. А. Булкину [5], следует отнести к многоканальному и многолучевому (основанному на различных физических процессах) преобразованию геологической информации. При проведении геолого-разведочных работ в качестве каналов информации используются буровые скважины с осуществлением в каждой из них комплекса промыслово-геофизических исследований или горные выработки. Геологические системы изучаются также методами разведочной геофизики и геохимии, когда разнообразная информация поступает от каждой точки геологической системы. С точки зрения теории информации увеличение числа независимых методов выделения и исследования геологических систем следует закону необходимого разнообразия: чем сложнее система, тем больший комплекс методов требуется для ее уверенного выделения и изучения.

Таким образом формируются информационные поля в пространстве, в котором распространяются геофизические и геохимические поля, размещаются буровые скважины или горные выработки. Количества информации, поставляемые каждым из методов, вследствие аддитивности энтропии можно суммировать, получая обобщенное (суммарное) информационное поле.

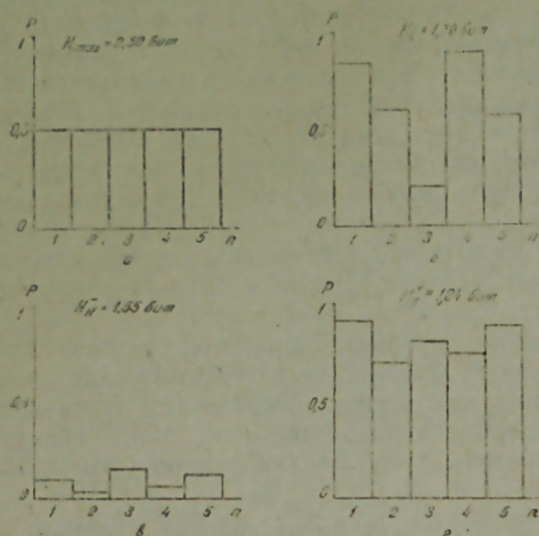
Суммирование количеств информации, поставляемых каждым из методов изучения геологических систем, или суммирование частных информационных полей, возможно еще и потому, что отдельные методы обычно являются независимыми. В случае применения зависимых методов исследования суммироваться должны условные энтропии последующего метода в зависимости от результатов предшествующего метода. Введение информационных полей, использующих величины условной энтропии, не меняет существа подхода к накоплению количества информации об изучаемой геологической системе.

Построение и анализ суммарного информационного поля должны способствовать более эффективному изучению геологических систем, уменьшая неоднозначность или неопределенность решения обратных задач геологии.

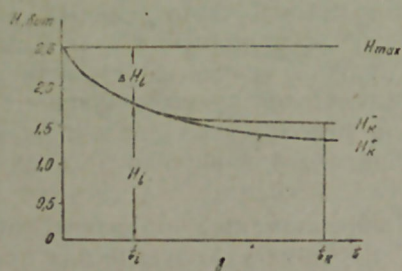
По В. М. Глушкову, процесс познания можно рассматривать в определенном аспекте как информационное моделирование. Согласно его определению, информационное моделирование — это фиксация того или иного уровня познания объекта, позволяющая не только описывать его поведение, но и предсказывать его с той или иной точностью [6]. С такой точки зрения любая модель является информационной. Поэтому представляется более правильным под информационной моделью понимать пространственно-временное количественное распределение информации, соответствующее нашим знаниям об изучаемой системе.

В отличие от моделей, отражающих структурные соотношения между элементами геологической системы или между самой системой и внешней средой, или отражающих соотношения вещественного со-

става системы, являющегося следствием различных геологических процессов, информационная модель геологической системы представляет собой сумму знаний о системе в целом, включая процедуру локализации системы и оценку вероятности этой процедуры. Такая модель способствует изменению априорных взглядов геолога на вероятность того, что геологическая система выделена и существует.



Информационные модели изучения геологических систем



Если, например, при осуществлении геолого-разведочных работ, направленных на поиски залежи какого-либо полезного ископаемого, априорная вероятность P эффективности каждого из n методов для решения поставленной задачи не отличается заметно от 0,5 (рисунок, а), то после проведения определенного поисково-разведочного этапа полученная информация изменяет вероятности обнаружения залежи каждым из применявшихся методов (рисунок, б). До осуществления работ энтропия была максимальной, а после -- уменьшилась в соответствии с соотношением $\Delta H = H_{\max} - H$ (рисунок, д). Величина ΔH -- это приращение информации за счет проведения геолого-разведочных работ. Конец разведки в момент времени $t = t_k$ проявляется выходом на асимптоту кривой, соответствующей линии раздела между ΔH и H (рисунок, 1д).

Вследствие того, что ось симметрии кривой $-p_i \log p_i = f(p_i)$ проходит через значение p_i , равное 0,368, а не 0,5, т. е. она не совпадает с наиболее обычным значением априорной вероятности, отрицательная и положительная оценки эффективности методов поисков и разведки не несут одинакового количества информации. Приращение количества информации при положительной оценке методов поисков и разведки (рисунок, г) всегда будет больше, чем при отрицательной (рисунок, в), при условии одинаковых средних вероятностей выявления геологических систем всеми методами.

Возможны и другие варианты конструирования информационных моделей. Например, вместо методов поисков и разведки можно рассматривать отдельные скважины или горные выработки и оценивать суммарную многоканальную и многолучевую информацию, получаемую при изучении разрезов скважин или горных выработок различными геологическими, геофизическими и геохимическими методами.

Подобные информационные модели могут быть объемными, плоскими, временными и т. п., в зависимости от вида суммарного информационного поля, положенного в основу модели.

Введение информационного поля как информационной модели геологической системы позволяет с большей определенностью использовать многообразную информацию, поставляемую различными методами геологии, геофизики и геохимии для познания геологических систем и их технологического использования.

Литература

1. Белоусов А. Ф. Системный подход и некоторые методические проблемы исследования геолого-географических формаций. — В кн.: Методические и философские проблемы геологии. Новосибирск, 1979, с. 276—294.
2. Берг А. И., Бирюков Б. В. Кибернетика и прогресс науки и техники. — В кн.: Ленин и современное естествознание. М.; 1969.
3. Боровко Н. Н. Статистический анализ пространственных геологических закономерностей. — Л.: Недра, 1971.—174 с.
4. Бриллюэн Л. Научная неопределенность и информация. — М.: Мир, 1966. — 272 с.
5. Булкин Г. А. Введение в статистическую геохимию. Приложение теории информации к геохимии.—Л.: Недра, 1972. — 208 с.
6. Глушков В. М. Гносеологическая природа информационного моделирования. — Вопросы философии, 1963, № 10, с. 13—18.
7. Девдариани А. С. Сигналы из глубин Земли и ее геологического прошлого. — М.: Недра, 1974. 104 с.
8. Дмитриевский А. Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. — М.: Недра, 1982.—230 с.
9. Марголин А. М. Оценка запасов минерального сырья. Математические методы. — М.: Недра, 1974. — с. 260.
10. Оценка промышленных запасов нефти, газа и газоконденсата. /Л. Ф. Демьев, Ю. В. Шурубор, В. И. Азаматов и др. — М.: Недра, 1981. — 380 с.
11. Пустовалов Л. В. Петрография осадочных пород ч. I, II.—М.—Л.: Гостоптехиздат, 1940, 4.1 — с. 475, ч. II — с. 420.
12. Страхов Н. М. Основы теории литогенеза. — М.: Изд-во АН СССР, 1962.
13. Урсул А. Д. Природа информации. Философский очерк. — М.; Политиздат. 1968.—288 с.
14. Шрейдер Ю. А. Об одной модели семантической теории информации. — В сб.: Проблемы кибернетики, вып. 13, М., Наука, 1965, с. 233—240.
15. Эшби У. Р. Введение в кибернетику. — М.; ИЛ, 1959. — 432 с.

Л. А. Буряковский, И. С. Чэфаров

КЕОЛОЖИ СИСТЕМЛЭРИН ӨЖРЭНИЛМЭ ПРОСЕСИНИН МЭ'ЛУМАТ МОДЕЛЛЭШДИРИЛМЭСИ

Кеоложи системин мэлумат моделнин бир нөвү кими мэлумат саһәси аңлајышы верилр ки, бу да кеоложија, кеофизика вә кеокимја үсуллары илә кеоложи системлэрин өжрәнилмәси үчүн мөвчуд олан мүхтәлиф мэлуматдан вә онун технологи чәһәтдәи истифадәсиндән даһа бөјүк ајдынлыгла истифадә етмәјә imkan верир.

L. A. Buryakovsky, I. S. Djafarov

INFORMATION SIMULATION OF THE COGNITION PROCESS OF GEOLOGICAL SYSTEMS

The article presents to us the idea of information model as a geological system which allows to use more definitely various information, supplied by different methods of geology, geophysics and geochemistry for cognition of geological systems and their technological using.

АЗЭРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХЭБЭРЛЭРИ

Јер елмлэри серијасы, 1984, № 1

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле, 1984, № 1

УДК 622.276.21

Г. И. ДЖАЛАЛОВ, Г. С. МАМИЕВ, А. М. МАМЕДОВ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Изучение характера изменения пластового давления во времени является одним из основных параметров для контроля за разработкой глубокозалегающих газоконденсатных месторождений. По характеру его изменения можно судить о режимах залежи, наличии фазовых превращений газоконденсатной смеси, гидродинамической связи между скважинами, способствующих рациональной разработке залежей.

Газоконденсатное месторождение «Бахар» является многопластовым и каждый пласт разбит тектоническими нарушениями на отдельные блоки. Следует отметить, что названная залежь разрабатывается самостоятельно, причем каждый блок разрабатывается единичными скважинами [1]. В таких условиях изучение распределения пластового давления по площади имеет практическое значение. Поскольку в продуктивной части залежи из-за малочисленности скважин, больших глубин, условий открытого моря проводить эффективный контроль за указанными параметрами методом промысловых исследований затруднительно, нами применялось математическое моделирование вышеуказанных вопросов.

Для этой цели выбран второй блок VI горизонта (рис. 1). Для математического моделирования форма блока с незначительным допущением приведена к виду прямого четырехугольника, границы которого принимаются непроницаемыми.

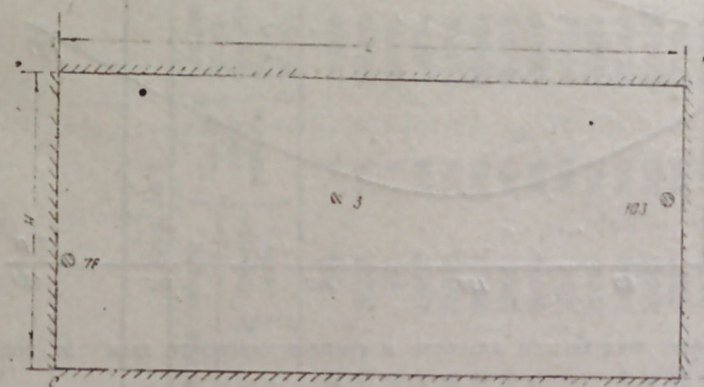


Рис. 1. Схема пласта, соответствующая математической модели

Вначале, в течение 4-х лет, указанный блок разрабатывался одной центральной скв. № 3, которая была пущена в эксплуатацию 28.II.1969 г. Следует отметить, что в блоке накоплено 49% запаса

углеводородов всего VI горизонта за этот период. Нужно было изучить характер распределения давления в любой точке пласта, от эксплуатационной скв. № 3 до границы блока, при работе одиночной скважины.

Характерной особенностью разработки залежи в данном блоке является то, что через четыре года работы центральной скв. № 3 на границе блока, рядом с тектоническим нарушением была пущена в эксплуатацию скв. № 76. Это позволило изучить влияние работы скв. № 76 на эксплуатационные характеристики скв. № 3 и на перераспределение давления как между этими скважинами, так и в блоке в целом.

В январе 1981 г. на другой, противоположной скв. № 76 границе блока, была пущена в эксплуатацию скв. № 103. При этом скв. № 3 находится между двумя скважинами практически на одинаковых расстояниях, что позволяет изучать новое перераспределение $p_{пл}$, взаимовлияние между скважинами, влияние тектонического нарушения (непроницаемый границы) на работу скважин и другие вопросы, имеющие практическое значение при эксплуатации отдельных скважин и разработке залежи в целом.

Эксплуатационные характеристики вышеуказанных скважин приведены в табл. 1, а изменение вязкости и коэффициента сверхсжимаемости газоконденсатной смеси от давления — на рис. 2.

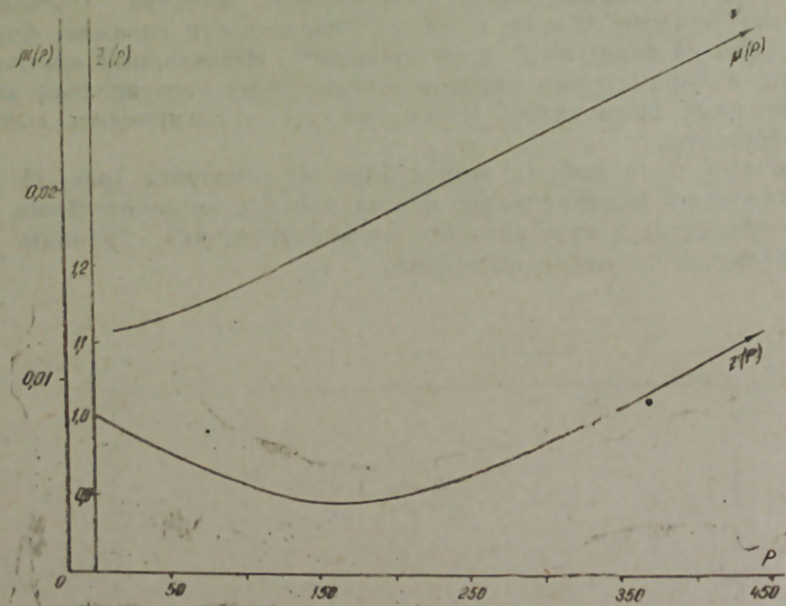


Рис. 2. График зависимости вязкости и сверхсжимаемости газа от давления

Так как в залежи начальное пластовое давление выше давления начала конденсации при математическом моделировании процессов, происходящих в продуктивном пласте, фильтрацию газоконденсатной смеси можно рассматривать как однофазную. При этом принимается, что пористость и проницаемость в процессе разработки не меняются.

Таблица 1

Годы	Сква. № 3			Сква. № 76			Сква. № 103			
	Годовая добыча		Средне-суточная добыча, м ³ /сут.	Годовая добыча		Средне-суточная добыча, м ³ /сут.	Годовая добыча		Средне-суточная добыча, м ³ /сут.	
	газа, 10 ³ м ³	конденсата, т		газа, 10 ³ м ³	конденсата, т		газа, 10 ³ м ³	конденсата, т		
1969	1247	231	312000	104471	7420	567777	141532	24434	361	392055
1970	206410	20221	565485	196618	12935	538679	145936	20631	365	399826
1971	2600	170	650000	198579	13104	542566				
1972	158313	19000	706754	204425	12137	560068				
1973	258694	35646	711000	18380	12731	517527				
1974	270039	36021	739833	17572	12166	418019				
1975	238058	28583	657618	20282	16286	569096				
1976	193971	24074	529975	150121	17858	411290				
1977	196849	23592	539312	162131	17832	416797				
1978	190711	20307	522496							
1979	200845	14032	550260							
1980	188496	15617	515019							
1981	230583	17375	631734							
1982	280688	23375	769008							

Как известно, уравнение нестационарной фильтрации газа при наличии в пласте системы скважин имеет вид [4]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{\bar{\kappa}(p) \bar{\rho}(p)}{\mu(p)} \frac{\partial p}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{\bar{\kappa}(p) \bar{\rho}(p)}{\mu(p)} \frac{\partial p}{\partial y} \right] - \frac{\rho_0}{\kappa_0 \rho_{вт} h} \sum_{j=1}^N Q_j(t) \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) = \frac{m_0 \rho_0}{\kappa_0} \frac{\partial}{\partial t} [\bar{m}(p) \bar{\rho}(p)], \quad (1)$$

где

$$\bar{\rho} = \frac{p}{\rho_{вт} \bar{z}(p) z_0} \quad (2)$$

$$\bar{\rho} = \frac{p}{\rho_{вт}}, \quad \bar{z}(p) = \frac{z(p)}{z_0}; \quad \bar{\kappa}(p) = \frac{\kappa(p)}{\kappa_0}; \quad \bar{\mu}(p) = \frac{\mu(p)}{\mu_0}; \quad \bar{m}(p) = \frac{m(p)}{m_0}$$

безразмерная плотность, коэффициент сверхсжимаемости, вязкость газа, проницаемость и пористость пласта, соответственно.

$z_0, \kappa_0, \mu_0, m_0$ — их значения при начальном пластовом давлении;

$\delta(z)$ — дельта-функция Дирака;

N — число скважин;

h — мощность пласта. Остальные обозначения общепринятые.

С учетом вышеуказанных предпосылок и на основании рис. 3, принимая, что:

$$\begin{aligned} \kappa(p) &= \kappa_0; \quad m(p) = m_0; \quad Q_j(t) = Q_j = \text{const} \\ \bar{\mu}(p) &= 1 + a_\mu(p - p_0); \quad \bar{z}(p) = 1 + a_z(p - p_0), \end{aligned} \quad (3)$$

требуется найти распределение давления в любой точке пласта, в любой момент времени $t > 0$ при следующих условиях:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x} \Big|_{x=0, L} &= 0; \quad \frac{\partial \bar{p}}{\partial y} \Big|_{y=0, H} = 0 \\ \bar{p} \Big|_{t=0} &= p_0, \end{aligned} \quad (4)$$

где

$$\mu_0 = 0,0236; \quad a_\mu = 1,016949 \cdot 10^3; \quad a_z = 0,649746 \cdot 10^3; \quad z_0 = 0,935$$

Следуя работе [2, 3], уравнение (1) с учетом выражений (3) приводим к следующему виду:

$$\frac{\partial^2 \bar{p}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \bar{p}}{\partial y^2} \sum_{j=1}^N \bar{Q}_j \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) = \frac{1}{\lambda} \frac{\partial \bar{p}}{\partial t}, \quad (5)$$

где

$$\lambda = \frac{\kappa_0}{\lambda m_0 \mu_0}; \quad \bar{Q}_j = \frac{Q_j \lambda \mu_0}{\kappa_0 h}; \quad \lambda = \frac{\ln \frac{p_0 z(p_1)}{p_1 z(p_0)}}{\int_{p_1}^{p_0} \frac{1}{\mu(p)} dp}$$

Параметр линейризации λ определен из уравнения состояния реального газа (2) в промежутке давлений $p_1 \leq p \leq p_0$. Учитывая, что $\mu(p) = 1 + a_\mu(p - p_0)$, следуя [4], находим связь между функциями $\rho(x; y; t)$ и $\bar{p}(x; y; t)$ в следующем виде:

$$p(x; y; t) = A \pm \sqrt{A^2 + f(x; y; t)}, \quad (6)$$

где

$$A = p_0 - 1/a_\mu$$

$$f(x; y; t) = p_0(p_0 - 2p_1) + \frac{2}{a_\mu} \left[p_0 + \frac{1}{\lambda} \ln \frac{\bar{p}(x; y; t)}{p_0} \right] \quad (7)$$

$\bar{p}(x; y; t)$ определяется из уравнения (5) при следующих условиях:

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial x} \Big|_{x=0, L} = 0; \quad \frac{\partial \bar{p}}{\partial y} \Big|_{y=0, H} = 0; \quad \bar{p} \Big|_{t=0} = p_0 \quad (8)$$

Решение данной задачи приведено в [3] и имеет вид:

$$\begin{aligned} \bar{p}(x; y; t) &= p_0 - \frac{\sum_{j=1}^N Q_j}{\alpha} \left\{ \frac{xt}{H^2} + \alpha^2 \left(\frac{1}{3} - \frac{\bar{x}}{\pi} + \frac{\bar{x}_j^2}{2} + \frac{\bar{x}^2}{2} \right) + \right. \\ &+ \frac{1}{3} - \frac{\bar{y}}{2} + \frac{1}{2} (\bar{y}^2 + \bar{y}_j^2) - \frac{\alpha}{4\pi} \left[\varphi(x; y; x_j; y_j) + \right. \\ &+ 8(\ln 2 - \alpha\pi) + \frac{4\pi}{\alpha} \left(\frac{1}{3} - \frac{\bar{y}}{2} + \frac{\bar{y}^2 + \bar{y}_j^2}{2} \right) \left. \right] - \\ &- 2 \left[\sum_{m=1}^{\infty} \frac{e^{-\frac{v_m^2}{m} \alpha t}}{v_m^2} \cos m \bar{x}_j \cos m \bar{x} + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\frac{\varepsilon_n^2}{n} \alpha t}}{\varepsilon_n^2} \cos n \pi \bar{y} \cdot \cos n \pi \bar{y}_j + \right. \\ &+ 2 \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\frac{(v_m^2 + \varepsilon_n^2) \alpha t}{m+n}}}{v_m^2 + \varepsilon_n^2} \cos m \bar{x}_j \cos m \bar{x} \cos n \pi \bar{y} \cos n \pi \bar{y}_j \left. \right] \left. \right\}. \end{aligned}$$

Таким образом, полученные формулы (6), (9) позволяют определить распределение давления в любой точке пласта в процессе разработки при работе как единичных, так и группы скважин. По формулам (6) и (9), используя данные, приведенные в табл. 1, при следующих исходных данных:

$L = 4100$ м;	$H = 1900$ м;	$x_1 = 2250$ м;
$y_1 = 750$ м;	$x_2 = 0,1$ м;	$y_2 = 750$ м;
$y_3 = 1150$ м;	$r_c = 0,1$ м;	$m_0 = 0,2$;
$\kappa_0 = 32$ мД;	$p_0 = 400$ атм;	$h = 24,2$ м;
$\mu_0 = 0,024072$ сПз,	$z_0 = 0,985$;	$a_\mu = 0,016949 \cdot 10^3 \frac{1}{\text{атм}}$;
$a_z = 0,649746 \cdot 10^3 \frac{1}{\text{атм}}$;	$\lambda = 0,2231036 \cdot 10^{-2} \frac{1}{\text{атм}}$;	

проведены расчеты.

Таблица 2

(x, м)	$p(x, y, t)$												
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
0,1	—	—	—	—	331,81	316,09	299,33	281,65	262,88	242,90	221,49	191,6	176,4
450	392,86	392,78	388,21	380,64	347,94	333,07	317,25	300,60	282,99	264,31	244,37	200,9	185,6
900	392,60	392,52	387,95	380,37	349,25	334,44	318,69	302,13	284,61	266,02	246,20	201,4	186,2
1350	392,15	392,07	387,49	379,90	349,25	335,12	319,41	302,88	285,40	266,87	247,10	201,4	186,2
1800	391,38	391,30	386,71	379,10	349,99	335,22	319,51	302,99	285,52	266,99	247,24	200,9	185,7
2250	382,93	382,85	378,13	370,22	342,17	327,0	310,84	293,83	275,82	256,68	236,23	193,1	177,9
2620	391,05	390,97	386,38	378,76	350,83	336,11	320,45	303,98	286,56	268,11	248,42	200,5	185,3
2990	391,69	391,61	387,03	379,43	351,84	337,86	321,56	305,15	287,81	269,41	249,82	200,9	185,7
3360	392,04	391,96	387,38	379,79	352,44	337,70	322,23	305,86	288,55	270,21	250,66	200,8	185,6
3730	392,22	392,14	387,57	379,98	352,78	338,15	322,60	306,25	288,97	270,66	251,14	200,2	185,0
4100	392,28	392,20	387,63	380,04	352,89	338,27	322,72	306,38	289,11	270,81	251,30	191,5	176,3

Как показывают результаты расчетов (табл. 2), в первые четыре года при эксплуатации залежи одной скважиной (скв. № 3) пластовое давление к границам блока распределяется практически равномерно. Незначительное отличие можно объяснить разницей в расстояниях.

Как видно из табл. 2, минимальное значение пластового давления соответствует забоям скважин и в зависимости от отбора по годам меняется. Так, если в 1971 г. отобрано всего 2,6 млн. м³ газа, поэтому и давление в забое скважин, а также в пласте по сравнению с 1970 г. практически не изменилось. А в следующие годы (1972—1973 гг.) с увеличением отбора давление как в забое скважин, так и в пласте снижается.

С пуском в эксплуатацию скв. № 76 на границе блока характер распределения пластового давления меняется, т. е. происходит перераспределение зон дренирования между скважинами № 3 и 76.

Результаты расчетов (табл. 2) показывают, что при работе двух скважин давление в забое скв. № 76, находящейся на границе, на 11 кг/см² меньше, чем в скв. № 3, находящейся в центре залежи. Значит, для соответствующего отбора из скв. № 76 требуется создать дополнительно 11 кг/см² депрессии на продуктивный пласт. Здесь следует также отметить, что депрессия между забоем скв. № 76 и границей зоны ее возмущения между скв. № 3 составляет 18,2 кг/см², тогда как в скв. № 3 она имеет значение всего 7 кг/см², что еще раз подтверждает влияние непроницаемой границы. При этом депрессия между забоем скв. № 3 и другой границей блока составляет 10,7 кг/см², т. е. больше чем на границе с совместной эксплуатацией скв. № 76. Это показывает, что с пуском в эксплуатацию скв. № 76 зона дренирования скв. № 3 в основном перемещается в противоположную сторону, а скв. № 76 приближается к скв. № 3. Известно, что при работе групп равномерно расположенных скважин зона их дренирования будет составлять половину расстояния между ними. В данном случае этот порядок из-за наличия непроницаемой границы нарушается, что еще раз подтверждает предложенную расчетную методику.

С пуском в эксплуатацию скв. № 103 установленный режим работы скважин № 3 и 76 нарушается, происходит новое перераспределение давления и зоны дренирования. Все это показывает, что между скважинами в пределах блока имеется хорошая гидродинамическая связь.

На рис. 3 показано изменение забойного давления по годам, найденное по формуле (6), где четко выделяется характер ее изменения в зависимости от отбора. Оно практически совпадает с результатами промысловых определений (табл. 3).

Как известно, с увеличением глубины залегания газоконденсатных залежей из-за наличия больших пластовых давлений и встречных потоков газожидкостной смеси спуск глубинного манометра для замера забойного давления затрудняется, часто становится невозможным. В таких условиях предложенная расчетная методика позволяет определять забойные давления, распределение пластового давления в любой точке зоны дренирования. Для подтверждения результатов математических расчетов промысловые данные этих скважин обрабатывались на электрической модели, которые также подтвердили возможность практического применения предложенной расчетной формулы

при решении различных задач разработки и установлении режима эксплуатации газоконденсатных скважин в начальный период разработки.

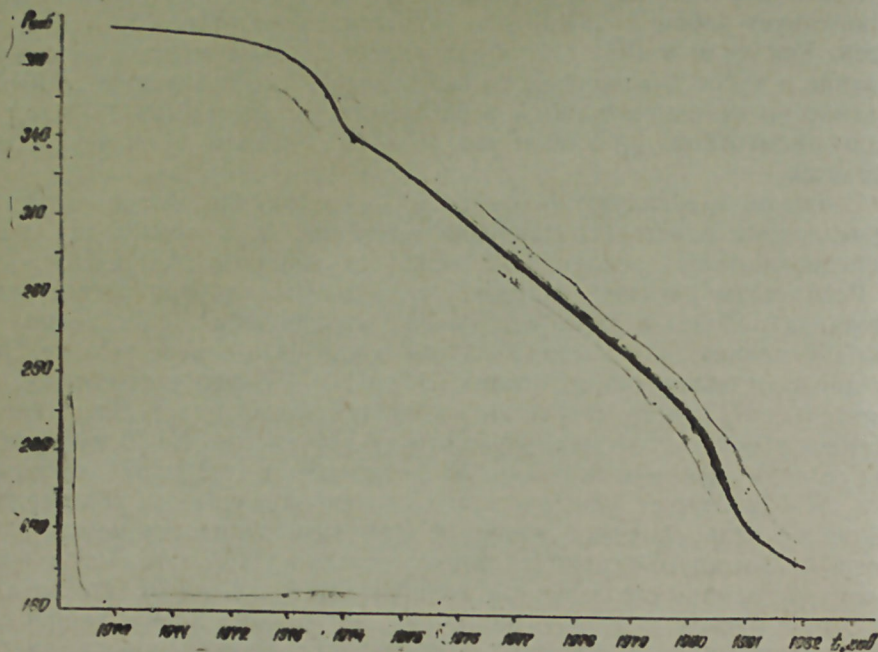


Рис. 3. График зависимости забойного давления по годам (сква. 3)

Таблица 3

Динамика пластового давления на III блоке VI горизонта, средняя и по скважинам

Годы	№ скважины			$P_{\text{ср}}$
	3	76	103	
1969	399	399	399	400
1970	399	399	399	400
1971	397	398	398	399
1972	394	397	397	396
1973	380	383	383	382
1974	365	370	378	371
1975	354	358	367	360
1976	339	347	360	349
1977	327	335	350	337
1978	314	322	338	325
1979	302	310	330	314
1980	287	299	323	303
1981	275	287	314	292

Литература

1. Аббасов З. Я., Азимов Э. Х., Мамиев Г. С., Сираджев А. А. О характере изменения пластовых давлений по залежам месторождения «Бахар». — АНХ, № 12, 1982.
2. Васильев Ю. Н. Линеаризация уравнения фильтрации сжимаемой жидкости при проницаемости и вязкости, зависящих от давления. — Тр. ВНИИГаз, вып. 45(53), М., 1972.
3. Джалалов Г. И., Мамедов А. М. О некоторых способах решения нелинейного дифференциального уравнения нестационарной фильтрации жидкости в деформируемых коллекторах. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1981, № 4.
4. Джалилов К. Н., Джалалов Г. И., Мамедов А. М., Салманова С. С. О некоторых аналитических методах решения задач неустановившейся фильтрации газа в деформируемых коллекторах. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1982, № 3.

Г. И. Чалалов, К. С. Мамијев, А. М. Маммедов

ТӘБИИ ГАЗ ЈАТАГЛАРЫНДА ЛАЈ ТӘЗЈИГИНИН ДИНАМИКАСЫНЫН МОДЕЛЛӘШДИРИЛМӘСИ

Мәгаләдә тәбии газын гујулар системинә сүзүлмәси заманы лај тәзјигинин динамикасынын ријазии моделләшдирилмәсинә бахылмышдыр.

Алынған дүстурларын көмәји илә мәдән кәстәричиләри әсасында һесабат апарылмыш вә һесабатын нәтичәләринин мәдән тәдгигинә ујрунлуғу мүәјјән едилмишдир.

G. I. Djalalov, K. S. Mamiyev, A. M. Mamedov

SIMULATION OF FORMATION PRESSURE DYNAMICS IN THE RESERVOIRS OF NATURAL GASES

The present work deals with mathematical simulation of formation pressure dynamics under filtration of natural gases to a system of wells taking the «Bakhar» deposit as an example. On the base of the field data according to the formula obtained, the authors made calculations and established the agreement between them and the results of field investigations.

УДК 622.692.4.078

К. Э. РУСТАМОВ

К ГИДРАВЛИКЕ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ С НАРУШЕННОЙ ГЕРМЕТИЧНОСТЬЮ

Интенсивное развитие нефтегазодобывающей промышленности неразрывно связано с повышением требований, предъявляемых к системам транспорта нефти и газа по трубам. Здесь на первое место выдвигается проблема режимов работы трубопроводных систем с нарушенной герметичностью с целью разработки эффективных средств снижения потерь транспортируемой продукции и загрязнения окружающей среды.

В настоящее время накоплен достаточно большой экспериментальный и теоретический опыт по изучению особенностей режима работы трубопроводных систем с нарушенной герметичностью [1, 2]. Отличительной особенностью указанных работ является принятие гипотезы постоянства расхода в аварийной точке.

В данной работе обсуждаются результаты исследований по выявлению закономерностей изменения расхода в аварийной зоне и построению расчетной схемы режима работы трубопроводных систем с нарушенной герметичностью.

1. С целью выявления закономерностей истечения газа при нарушении герметичности трубопровода был поставлен эксперимент*. В трубопроводе длиной $l=22$ км, диаметром $d=0,3$ м, наполненном газом при давлении $P_n=1,8$ МПа, в точке $l_1=10$ км, искусственно создавалась аварийная утечка путем быстрого открытия крана, установленного на свече диаметра $d=0,1$ м.

Поскольку при проведении эксперимента не представлялось возможным измерить скорость (расхода) истечения, то эти параметры определялись по приведенной ниже методике на основе информации об изменении давления на концах (например, в начале) трубопровода.

Уравнения движения газа (жидкости) в длинной трубе запишем следующим образом [3]:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial P}{\partial x} &= 2aG \\ -\frac{\partial P}{\partial t} &= c^2 \frac{\partial G}{\partial x} \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь: P — осредненное по сечению трубы давление;
 G — массовый расход;
 $2a$ — постоянный коэффициент, зависящий от гидравлической характеристики потока;
 c — скорость распространения звука в газе;

* Эксперимент выполнен М. Н. Абдуллаевым.

x — текущая координата;
 t — время.

Краевые условия для рассматриваемого случая запишем следующим образом:

$$P(x, 0) = P_n; G^-(0, t) = G^+(l, t) = 0 \quad (2)$$

$$F[G^-(l_1, t) - G^+(l_1, t)] = fG_y(t) \quad (3)$$

$$P^-(l_1, t) = P^+(l_1, t)$$

Здесь: F — площадь сечения трубы;

f — площадь нарушенной герметичности;

$G_y(t)$ — аварийный расход;

(-) и (+) — изменение параметров в левой и правой частях соответственно, от места нарушения герметичности.

Решение данной задачи в операторной форме относительно давления имеет вид:

$$\bar{P}^\mp(x, S) = A^\mp \operatorname{Sh} \sqrt{\frac{2aS}{c^2}} x + B^\mp \operatorname{ch} \sqrt{\frac{2aS}{c^2}} x + \frac{P_n}{S}, \quad (4)$$

где:

$$A^- = 0; A^+ = -B^+ \operatorname{th} \sqrt{\frac{2aS}{c^2}} l; B^+ = -B^- \operatorname{ch} \sqrt{\frac{2aS}{c^2}} l \frac{\operatorname{ch} \sqrt{\frac{2aS}{c^2}} l_1}{\operatorname{ch} \sqrt{\frac{2aS}{c^2}} (l - l_1)}$$

$$B_1 = \frac{f}{F} 2a \bar{G}_y(S) \frac{\operatorname{ch} \sqrt{\frac{2aS}{c^2}} (l - l_1)}{\sqrt{\frac{2aS}{c^2}} \operatorname{Sh} \sqrt{\frac{2aS}{c^2}} S l};$$

$$\bar{P}(x, S) = \int_0^\infty P(x, t) e^{-st} dt; \bar{G}_y(S) = \int_0^\infty G_y(t) e^{-st} dt$$

Из (3) имеем:

$$\bar{P}^-(0, S) = \frac{P_n}{S} - \frac{f}{F} 2a \bar{G}_y(S) \frac{\operatorname{ch} \sqrt{\frac{2aS}{c^2}} (l - l_1)}{\sqrt{\frac{2a}{c^2}} \operatorname{Sh} \sqrt{\frac{2a}{c^2}} S l} \quad (5)$$

Выражение (4) может быть использовано для определения $G_y(t)$ по данным об изменении давления $P(0, t)$ на основе эксперимента.

Из выражения (5) можно получить следующее интегральное уравнение для определения $G_y(t)$:

$$P_n - P(0, t) = \frac{f}{F} 2a \int_0^t G_y(\theta) \kappa(\theta - t) dt, \quad (6)$$

где:

$$\kappa(t) = \frac{\text{ch} \sqrt{\frac{2aS}{c^2}} (l - l_1)}{\sqrt{\frac{2a}{c^2}} S \text{Sh} \sqrt{\frac{2a}{c^2}} S} l$$

Анализ экспериментальных данных показывает возможность аппроксимации изменения давления в начале трубопровода экспоненциальной функцией, т. е.

$$P(0, t) = P_n e^{-\sigma t}$$

С учетом (7) решение (6) записывается в виде:

$$G_{yt}(t) = \frac{F}{f} \frac{P_n}{2al} \sum_{k=1}^{\infty} (-1)^{k+1} \sin \frac{\pi}{2} \frac{2k-1}{l-l_1} l \frac{2\sigma}{Z_k - \sigma} (e^{-\sigma t} - e^{-Z_k t}), \quad (8)$$

где:

$$Z_k = \frac{1}{2a} \left[\frac{\pi(2a-1)c}{2(l-l_1)} \right]^2$$

На рис. 1 и 2 приведены результаты расчета по формуле (8) и отношение G_{yt} к давлению в точке утечки β .

Как видно из приведенных рисунков, в первый момент времени наблюдается резкое повышение расхода, затем постепенное снижение. β , аналогично, в первый момент резко возрастает, затем практически остается постоянной. Наличие времени, в течение которого β повышается, определяется двумя факторами: во-первых, кран открывался за конечное время; во-вторых, истечение происходило не через тонкостенную щель (что имеет место на практике), а через свечу, имеющую конечную длину.

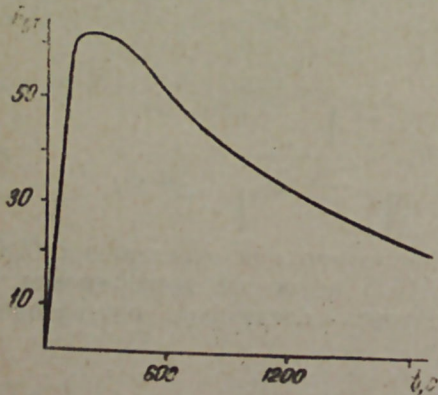


Рис. 1. Изменение расхода в точке нарушения герметичности трубопровода во времени

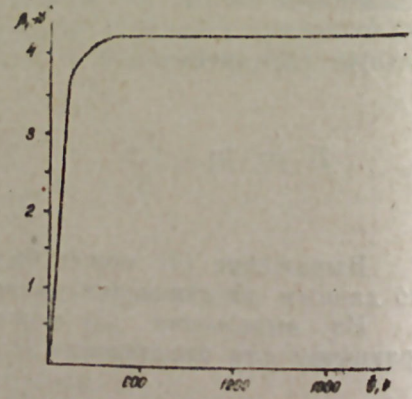


Рис. 2. Изменение отношения расхода к давлению в точке нарушения герметичности трубопровода

Таким образом, для расхода в точке утечки справедливо следующее соотношение:

$$G_{yt} = \beta P_{yt} \quad (9)$$

С учетом (9) и законов истечения газа и жидкости [5, 6], β можно определить следующим образом. Для газов:

$$\beta = \frac{f}{F} \sqrt{\frac{g}{\kappa T}} \sqrt{\frac{2\kappa}{\kappa-1} \left[\left(\frac{2}{\kappa+1} \right)^{\frac{2}{\kappa-1}} - \left(\frac{2}{\kappa+1} \right)^{\frac{\kappa+1}{\kappa-1}} \right]}, \quad (10)$$

где κ — показатель адиабаты; для жидкостей (в линеаризованной форме):

$$\beta = \frac{4}{3} \mu_0 \frac{f}{F} \sqrt{\frac{2\rho_{ж}}{P_0}} \quad (11)$$

где P_{cp} — среднее давление в трубопроводе;

$\rho_{ж}$ — плотность жидкости;

μ_0 — коэффициент расхода [4, 5].

Таким образом, при исследовании режимов работы трубопроводных систем с нарушенной герметичностью граничные условия в аварийной зоне должны быть записаны в виде (3) с учетом (9).

II. Рассмотрим следующую задачу. В трубопроводе длиной L на расстоянии l от начала имеет место нарушение герметичности. До аварии система работала в стационарном режиме и были известны законы изменения расходов на концах трубопровода.

Математически задача сводится к решению следующего уравнения:

$$\frac{\partial^2 \varphi^{\pm}}{\partial \xi^2} = a \frac{\partial \varphi^{\pm}}{\partial \tau} \quad (12)$$

при следующих краевых условиях:

$$\begin{aligned} \varphi^+(\xi, 0) = \varphi_1 - a\xi; \quad \frac{\partial \varphi^-}{\partial \xi} \Big|_{\xi=0} = -a\psi_{10}(\tau) \\ \frac{\partial \varphi^+}{\partial \xi} \Big|_{\xi=l} = -a\psi_{20}(\tau) \\ \xi = \xi_1 \begin{cases} \frac{\partial \varphi^-}{\partial \xi} - \frac{\partial \varphi^+}{\partial \xi} = -\beta_1 \varphi^{\pm} \\ \varphi^- = \varphi^+ \end{cases} \end{aligned} \quad (13)$$

где:

$$\varphi = \frac{P}{cG_0}; \quad \psi = \frac{G}{G_0}; \quad \xi = \frac{X}{L}; \quad \tau = \frac{c}{L} t; \quad \xi_1 = \frac{l}{L}; \quad a = 2a \frac{L}{c}; \quad \beta_1 = c\beta c; \\ \varphi_1 = \frac{P_1}{cG_0}; \quad G_{20}(t) — соответственно расходы на концах трубопровода.$$

Решение данной задачи, построенное на основе интегрального преобразования Лапласа, имеет вид:

$$\varphi^-(0, \xi_1, \tau) = \varphi_1 - (\varphi_1 - \alpha \xi_1) \left[1 - \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \mu_k}{F_1(\mu_k)} e^{-\frac{\mu_k^2}{\alpha} \tau} \right] \quad (14)$$

$$\varphi^+(1, \xi_1, \tau) = \varphi_1 - \alpha - (\varphi_1 - \alpha \xi_1) \left[1 - \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \mu_k}{F_2(\mu_k)} e^{-\frac{\mu_k^2}{\alpha} \tau} \right], \quad (15)$$

где:

$$F_1(\mu_k) = (1 - \xi_1) \mu_k \operatorname{tg} \mu_k (1 - \xi_1) \sin \mu_k \cos \mu_k \xi_1 + \xi_1 \mu_k \sin \mu_k \sin \mu_k \xi_1 + \sin \mu_k \cos \mu_k \xi_1 + \mu_k \cos \mu_k \xi_1 \cos \mu_k;$$

$$F_2(\mu_k) = (1 - \xi_1) \mu_k \sin \mu_k (1 - \xi_1) \sin \mu_k + \xi_1 \mu_k \sin \mu_k \operatorname{tg} \mu_k \xi_1 \cos \mu_k (1 - \xi_1) + \cos \mu_k (1 - \xi_1) \sin \mu_k + \mu_k \cos \mu_k (1 - \xi_1) \cos \mu_k$$

$$\mu_k - \text{корни уравнения } \frac{\mu_k}{\beta} = \frac{\cos \mu_k (1 - \xi_1) \cos \mu_k \xi_1}{\sin \mu_k}$$

Решения (14—15) могут быть значительно упрощены для численных расчетов, если воспользоваться асимптотическими представлениями как для больших, так и для малых времен τ .

Из формул (14—15) можно получить следующие соотношения, позволяющие идентифицировать наличие аварийной утечки по данным изменения давлений на концах трубопровода и предотвратить ложное срабатывание систем аварийного перекрытия при технологических изменениях в трубопроводной системе:

$$\varphi^-(0, 0, \tau) \leq \varphi^-(0, \xi_1, \tau) \leq \varphi^-(0, 1, \tau) \quad (16)$$

$$\varphi^+(1, 0, \tau) \leq \varphi^+(1, \xi_1, \tau) \leq \varphi^+(1, 1, \tau) \quad (17)$$

Из анализа приведенных соотношений следует, что как в начале, так и в конце трубопровода интенсивность падения давления снижается по мере удаления точки нарушения герметичности от начала трубопровода.

Приведенные результаты могут быть использованы при разработке устройств индикации наличия аварийной утечки и проектирования систем автоматического аварийного перекрытия, а также для определения места нарушения герметичности трубопровода.

Литература

1. Абдуллаев М. Н. Исследование аварийных режимов работы магистральных газопроводов. — Дисс. канд. геол.-минерал. наук. — ВНИИГаз, 1965.
2. Щербаков С. Г., Бобровский С. А., Гусейн-заде М. А. Неустойчивые движения газа в газопроводах при путевом отборе. — М.: Газовое дело, 1969.
3. Чарный И. А. Основы газовой динамики. — М.: Гостоптехиздат, 1961.
4. Лейбензон Л. С. Гидравлика. — М.: Гостоптехиздат, 1983.
5. Чугаев Р. Р. Гидравлика. — Л.: Энергия, 1970.

К. Э. Рүстәмов

КИПЛИЈИ ПОЗУЛМУШ БОРУ КЭМЭРИ СИСТЕМИНИН ҺИДРАВЛИКАСЫ

Мәгаләдә киплији позулуш бору кәмәриндә сәрфин дәјишмә ганунаујғунлуғу вә онун иш режими тәдгиг едилир.
Газын сызма сәрфини тә'јин етмәк үчүн метод тәклиф едилир вә бу методда асас сәрһәд шәрти олараг, кәмәрин учларындакы тәзјиг кәстәричиләриндән истифадә олунур.

К. Е. Rustamov

ON HYDRAULICS OF PIPELINE SYSTEMS UNDER LOSS OF SEALING

In the article on the base of theoretical and experimental investigations the mathematical relationships for the flow conditions change under loss of sealing of pipeline are proposed.

УДК. 622.279.23/4

М. Т. АБАСОВ, Х. О. АХУНДОВА, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ

К РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ЗАКАЧКОЙ В ПЛАСТ СУХОГО ГАЗА

Высокие темпы развития газовой промышленности СССР в значительной степени связаны с освоением в последние годы большого числа газоконденсатных месторождений.

Сложившаяся практика разработки газоконденсатных месторождений может гарантировать добычу лишь определенной части имеющихся запасов конденсата. Часть эта, в зависимости от условий залегающих залежей, состава пластовых углеводородных систем, коллекторских свойств пород, режимов разработки может колебаться в широких пределах [1, 2, 8]. Если при этом учесть, что в соответствии с характером ретроградных процессов именно системам с высоким содержанием высококипящих углеводородов соответствуют (при прочих равных условиях) низкие коэффициенты их извлечения, то задача увеличения отборов конденсата в определенной ситуации станет задачей большой значимости. В связи с этим, изучение и развитие методов воздействия на газоконденсатные залежи представляет научный и практический интерес.

Одним из эффективных методов воздействия на залежи с целью увеличения ее конденсатоотдачи является закачка в газоконденсатный пласт сухого газа, газогидродинамические проблемы которой служат предметом обсуждения настоящей работы.

Вопросам газогидродинамики разработки газоконденсатных месторождений с закачкой сухого газа уделено в литературе определенное внимание [6—11]. Следует сразу оговориться, что точное математическое описание этого сложного процесса представляется задачей трудно разрешимой. При всей важности того, что уже сделано, многие аспекты отмеченной проблемы остаются до сих пор не охваченными, а объем проведенных исследований крайне ограниченным. Необходимо проведение комплексных исследований по установлению эффективности сайклинг-процесса в различных природных условиях и при различных технологических предпосылках. Для этого необходимо располагать широким набором расчетных схем различных вариантов исследуемого процесса. Это должны быть достаточно надежные и достаточно хорошо реализуемые расчетные модели, насыщение которых, как для теоретических исследований, так и для конкретного проектирования было бы легко осуществимо. Таким требованиям с учетом результатов работ [7, 8, 11] вполне может отвечать бинарная модель течения в пористой среде газоконденсатной смеси [4, 5]. В [3] нами было получено решение задачи вытеснения газоконденсатной смеси сухим газом в однородном полосообразном пласте.

Предлагается решение отмеченной задачи в неоднородном пласте. В качестве модели неоднородного пласта принимается модель слоистого пласта, прослой которого гидродинамически связаны только на линиях закачки и отбора. На линии отбора задан отбор газа из залежи в единицу времени, а на линии закачки задано давление. Вытеснение жирного газа сухим считается поршневым [8, 13], а изменение оставшегося за фронтом конденсата принято зависящим только от давления. Учитывается изменение фазовой проницаемости для сухого газа в области внедрения и двухфазность течения в области перед фронтом вытеснения. Рассматривается случай, когда начальное пластовое давление равно или меньше давления однофазного состояния.

Выпишем уравнения материального баланса для конденсата, пластового и нагнетаемого в пласт газа по пропласткам:

$$q_{ki} = -\frac{d}{dt} \{[\rho_{ki} A_1(P_{ki}) + (1 - \rho_{ki}) A_2(P_{ki})] \Omega_{ki} + \rho_{ост i} \cdot A_1(P_n) (\Omega_{oi} - \Omega_{ki})\} \quad (1)$$

$$q_{ri} = -\frac{d}{dt} \{[(1 - \rho_{ki}) A_7(P_{ki}) + \rho_{ki} A_8(P_{ki})] \Omega_{ki} + \rho_{ост i} \cdot A_8(P_n) (\Omega_{oi} - \Omega_{ki})\} \quad (2)$$

$$q_{rei} = \frac{d}{dt} \{(\Omega_{oi} - \Omega_{ki}) (1 - \rho_{ост i}) A_{11}(P_n)\} \quad (3)$$

где

$$A_1 = \frac{1}{a_k(P)}; \quad A_2 = \frac{P \beta C(P)}{Z(P) P_{ат}};$$

$$A_7 = \frac{P \beta}{Z(P) P_{ат}} [1 - C(P) \bar{\gamma}(P)]; \quad A_8 = \frac{S_k(P)}{a_k(P)}; \quad A_{11} = \frac{P \beta}{Z(P) P_{ат}}$$

q_{ri} q_{ki} ; — отборы газа и конденсата в единицу времени из i -го пропластка; q_{rei} — расход внедряющегося в залежь сухого газа в единицу времени; Ω_{oi} , Ω_{ki} — начальный и текущий объемы пор газоконденсатной области i -го пропластка; $\rho_{ост i}$ — средняя насыщенность конденсатом в области, занятой сухим газом в i -ом пропластке; t — время; P_n — среднее давление на линии нагнетания; β , z — коэффициенты температурной поправки и сжимаемости газовой фазы; C — содержание конденсата в газовой фазе; $P_{ат}$ — атмосферное давление; $C \bar{\gamma}$ — доля, которую в пластовой газовой фазе занимает парообразный конденсат; a_k , S_k — объемный коэффициент жидкого конденсата и количество растворенного в нем газа; P_{ki} , ρ_{ki} — пластовое давление и насыщенность в объеме Ω_{ki} .

В пределах данного подхода принимаем:

$$\rho_{ост i} = \frac{\rho_{ni} + \rho_{ki}}{2}, \quad (4)$$

где ρ_{ni} — насыщенность конденсатом на линии нагнетания в i -ом пропластке ($\rho_{ni} = \text{const}$ при $\rho_n = \text{const}$).

Из (1)–(3) с учетом (4) получим систему расчетных уравнений, определяющих изменение во времени давлений, насыщенностей и фронтов вытеснения по пропласткам:

$$\frac{d\bar{\Omega}_{kl}}{dt} = \frac{\left\{ \frac{q_{rcl}}{\Omega_{ol} A_{11}(P_n)} [A_8(P_n) - B_1(\Omega_{kl}, P_{kl})] - \frac{q_{r1}}{\Omega_{ol}} \right\} B_3(P_{kl}, P_{kl}) - \left[B_4(P_{kl}, P_{kl}) + (1 - \rho_{oct1}) \cdot B_1(\Omega_{kl}, P_{kl}) \right] \cdot B_3(P_{kl}, P_{kl})}{\left[B_5(P_{kl}, P_{kl}) - (1 - \rho_{oct1}) B_2(\Omega_{kl}, P_{kl}) \right]} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{-\frac{q_{rcl}}{\Omega_{ol} A_{11}(P_n)} [A_1(P_n) + B_2(\Omega_{kl}, P_{kl})] + \frac{q_{r1}}{\Omega_{ol} \Gamma_{kl}}}{- [B_5(P_{kl}, P_{kl}) - (1 - \rho_{oct1}) B_2(\Omega_{kl}, P_{kl})]}; \quad (5)$$

$$\frac{dP_{kl}}{dt} = \frac{\frac{q_{rcl}}{\Omega_{ol} A_{11}(P_n)} [A_1(P_n) + B_2(\Omega_{kl}, P_{kl})] - \frac{q_{r1}}{\Omega_{ol} \Gamma_{kl}}}{\bar{\Omega}_{kl} [\rho_{kl} \cdot A_1(P_{kl}) + (1 - \rho_{kl}) A_2(P_{kl})] - [B_5(P_{kl}, P_{kl}) - (1 - \rho_{oct1}) \cdot B_2(\Omega_{kl}, P_{kl})]} \frac{d\bar{\Omega}_{kl}}{dt}; \quad (6)$$

$$\frac{d\rho_{kl}}{dt} = -\frac{2q_{rcl}}{\Omega_{ol}(1 - \bar{\Omega}_{kl})A_{11}(P_n)} - \frac{2(1 - \rho_{oct1})}{1 - \bar{\Omega}_{kl}} \frac{d\bar{\Omega}_{kl}}{dt}; \quad (7)$$

где

$$B_1 = 2A_4(P_{kl}) \frac{\bar{\Omega}_{kl}}{1 - \bar{\Omega}_{kl}}; \quad B_2 = 2A_3(P_{kl}) \frac{\bar{\Omega}_{kl}}{1 - \bar{\Omega}_{kl}};$$

$$B_3 = \frac{\rho_{kl} A'_1(P_{kl}) + (1 - \rho_{kl}) A'_2(P_{kl})}{\rho_{kl} \cdot A'_8(P_{kl}) + (1 - \rho_{kl}) A'_7(P_{kl})}; \quad \bar{\Omega}_{kl} = \frac{\Omega_{kl}}{\Omega_{ol}};$$

$$B_4 = (1 - \rho_{kl}) A_7(P_{kl}) + \rho_{kl} A_8(P_{kl}) - A_8(P_n);$$

$$B_5 = (1 - \rho_{kl}) A_2(P_{kl}) + \rho_{kl} A_1(P_{kl}) - A_1(P_n)$$

$$\Gamma_{kl} = \frac{A_5(P_{kl}, P_{kl}) + \frac{S_k(P_{kl})}{\psi(P_{kl})}}{\frac{1}{\psi(P_{kl})} + A_6(P_{kl}, P_{kl})};$$

$$A_3 = A_1 - A_2; \quad A_4 = A_7 - A_8; \quad A_5 = \bar{\mu}(P) a_k(P) \cdot A_7$$

$$A_6 = \bar{\mu}(P) a_k(P) \cdot A_2; \quad \bar{\mu}(P) = \frac{\mu_k(P)}{\mu_r(P)}; \quad \frac{1}{\psi(P)} = \frac{F_k(P)}{F_r(P)};$$

Γ_k — газоконденсатный фактор; μ_k, μ_r — вязкости жидкой и газовой фаз в пластовых условиях; F_k, F_r — относительные фазовые проницаемости для жидкой и газовой фаз.

Дебит стока каждого пропластка определяется из уравнения притока к нему газа [2]:

34

$$q_{r1} = \frac{2b k_1 h_1 (H_k - H_c)_1}{l_0 \cdot \bar{\Omega}_{kl}}; \quad (8)$$

где l_0 — расстояние от нагнетательной галереи до эксплуатационной; b — ширина залежи; h_1, k_1 — мощность и проницаемость i -го пропластка.

$$(H_k - H_c)_1 = \frac{A_{kl}}{3} (P_{kl}^3 - P_c^3) + \frac{B_{kl}}{2} (P_{kl}^2 - P_c^2) + C_{kl} (P_{kl} - P_c);$$

Способ расчета A_{kl}, B_{kl} и C_{kl} дан в [6].

Расход внедряющегося в единицу времени в пласт сухого газа по пропласткам можно определить из соотношения:

$$q_{rcl} = \frac{2b k_1 h_1 (P_n - P_{kl})_1}{l_0 (1 - \bar{\Omega}_{kl})}; \quad (9)$$

где

$$(P_n - P_{kl})_1 = \frac{A_{r1}}{3} (P_n^3 - P_{kl}^3) + \frac{B_{r1}}{2} (P_n^2 - P_{kl}^2) + C_{r1} (P_n - P_{kl});$$

$$A_{r1} = \frac{2(\varphi_{rnl} + \varphi_{rkl} - 2\varphi_{rcpl})}{(P_n - P_{kl})^2};$$

$$B_{r1} = \frac{\varphi_{rnl} - \varphi_{rkl}}{P_n - P_{kl}} - A_{r1} (P_n + P_{kl});$$

$$C_{r1} = \varphi_{rnl} - A_{r1} \cdot P_n^2 - B_{r1} P_n;$$

$$\varphi_{rnl} = \frac{F_r(\rho_{nl}) P_n \beta}{\mu_{rr}(P_n) Z_r(P_n) P_{ar}}; \quad \varphi_{rkl} = \frac{F_r(\rho_{kl}) P_{kl} \beta}{\mu_{rr}(P_{kl}) Z_r(P_{kl}) P_{ar}}$$

$$\varphi_{rcpl} = \frac{F_r(\rho_{oct1}) P_{rcpl} \beta}{\mu_{rr}(P_{rcpl}) Z_r(P_{rcpl}) P_{ar}}; \quad P_{rcpl} = \frac{P_n + P_{kl}}{2};$$

Как отмечалось выше, задача решается при заданном отборе газа из залежи в целом. Отбор газа из залежи состоит из отборов по пропласткам, т. е.

$$q_r = \sum_{i=1}^n q_{r1}, \quad (10)$$

где n — число пропластков, на которое разбита залежь.

При выполнении расчетов условие постоянства заданного отбора выполняется соблюдением следующего соотношения:

$$q_{r3} - q_r(t) \leq |\varepsilon|, \quad (11)$$

где q_{r3} — заданный дебит газа; ε — величина, определяющая степень приближения расчетного дебита $q_r(t)$ к заданному.

Условие (11) обеспечивается подбором на каждом временном шагу величины забойного давления $P_c(t)$, которое через (8) используется в (10).

35

Таким образом, решение поставленной задачи получается из совместного рассмотрения n уравнений (5)—(9) с соблюдением условия (11) при расчетах по (8).

Так как пропластки выбранной модели неоднородного пласта имеют различные проницаемости, то в условиях данной постановки и скорость продвижения фронтов сухого газа по ним будет различна. После прорыва сухого газа по одному из пропластков последовательность выполнения расчетов должна измениться. В пропластке, по которому прорвался газ, система дифференциальных уравнений (5)—(7) не решается, но этот пропласток участвует в формировании условия (11). При этом по этому пропластку

$$q_{гг} = q_{гг1} \quad (12)$$

По мере прорыва сухого газа по следующим пропласткам используется (12) и справедливы отмеченные выше оговорки. Следует также помнить, что после прорыва сухого газа несколько меняется выражение (9):

$$q_{гг1} = \frac{2bk_1h_1(P_n - P_c)}{l_0} \quad (13)$$

Насыщенность на забое в этом пропласте определяется из соотношения:

$$p_{гг1} = p'_{к1} \frac{a_k(P_c)}{a_k(P'_{гг1})}, \quad (14)$$

где $p'_{к1}$ — насыщенность на контакте при прорыве по этому пропластку сухого газа; $P'_{гг1}$ — зафиксированное к моменту прорыва забойное давление.

После прорыва газа в последнем из пропластков и прекращения закачки рассматривается процесс истощения газовой залежи в неоднородном пласте [4].

При рассмотрении закачки сухого газа не с начала разработки залежи приведенные расчеты предваряют исследования по истощению неоднородной газоконденсатной залежи [4].

Литература

1. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. Вопросы конденсатотдачи газоконденсатных залежей, разрабатываемых на режиме истощения. — Материалы Всесоюзного семинара «Вопросы компонентотдачи газовых и газоконденсатных месторождений». Оренбург, 1981 (26—28 ноября).
2. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. Вопросы конденсатотдачи газоконденсатных залежей. — Материалы республиканской научно-теоретической конференции по геологии и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, посвященной 60-летию образования СССР. Баку, 1982 (ноябрь).
3. Абасов М. Т., Ахундова Х. О., Оруджалиев Ф. Г. Вытеснение газоконденсатной смеси сухим газом. Депонировано в ВИНТИ, 1983.
4. Абасов М. Т., Бабанлы В. Ю., Касымова С. А., Оруджалиев Ф. Г. К учету неоднородности пластов по проницаемости при фильтрации газоконденсатной смеси. — АНХ, 1971, № 10.
5. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г. К расчетам разработки газоконденсатно-нефтяных месторождений. — АНХ, 1963, № 10.

6. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г., Оруджалиев Ф. Г. О фильтрации газоконденсатной смеси. — ДАН Азерб. ССР, 1966, № 4.

7. Афанасьев Е. Ф., Николаевский В. Н., Сомов Б. Е. Задача о вытеснении многокомпонентной углеводородной смеси при нагнетании газа в пласт. — В ст. «Теория и практика добычи нефти». /Ежегодник ВНИИ, М.: Недра, 1971.

8. Бондарев Э. А., Гуревич Г. Р. Оценка размера переходной зоны при вытеснении жирного газа сухим. — Газовая промышленность, 1970, № 9, с. 3—5.

9. Гуревич Г. Р., Соколов В. А., Шмыгля П. Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. — М.: Недра, 1976—184 с.

10. Закиров С. Н., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. — М.: Недра, 1974. — 374 с.

11. Коротаев Ю. П., Миркин М. М., Шустеф В. Н. Разработка газоконденсатных месторождений с применением сайклинг-процесса. — Газовая промышленность, 1970, № 10, с. 7—10.

12. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — М.: Гостоптехиздат, 1953. — 606 с.

М. Т. Абасов, х. О. Ахундова, Ф. Г. Оруджалиев

ГАЗ-КОНДЕНСАТ ЈАТАГЛАРЫНЫН ЈАЈА ГУРУ ГАЗ ВУРМАГЛА ИШЛӘДИЛМӘСИ ҺАГГЫНДА

Мәғаләдә коллектор хассәләринә көрә гејри-бирчинс золагвары газ-конденсат ја-тагынын газ вурмагла ишләнмәсинә аид газ-һидродинамик мәсәләнин һәлли верил-мишдир. Гејри-бирчинс лајын модели кими чоғатлы лај модели гәбул едилмишдир. Һәлл, јатагдан газын алынмасы вә јатаға гуру газын вурулма тәзјиги верилән һал үчүн алынмышдыр.

M. T. Abasov, Kh. O. Akhundova, F. G. Orudjaliev

TO THE DEVELOPMENT OF GAS-CONDENSATE DEPOSITS WITH DRY GAS INJECTION INTO A RESERVOIR

The article gives a solution of a gas-hydrodynamic problem of development of a striped-like heterogeneous by collector properties deposit with the use of dry gas injection. A stratified reservoir model is assumed as a heterogeneous reservoir one. The solution is received for task conditions of gas selection from a deposit and dry gas injection pressure.

УДК 536.201:532.546

Х. Ф. АЗИЗОВ, В. М. ЕНТОВ

О ДАЛЬНЕМ ТЕПЛОВОМ ПОЛЕ ДВИЖУЩЕГОСЯ ФРОНТА ГОРЕНИЯ

При анализе внутрипластового горения рассматривается, главным образом, тепловой режим основного пласта [1—6]. Однако интерес представляет и оценка изменений температуры окружающих пласт пород. Во-первых, наблюдения изменения температуры окружающих пород могут быть использованы для оценки положения фронта горения. Во-вторых, в случае многопластовых залежей процесс горения в основном пласте может приводить к нагреву соседних пластов и повышению их нефтеотдачи.

Данная работа посвящена расчету в рамках простейшей модели дальнего теплового поля равномерно движущегося фронта горения.

1. Рассмотрим дальнее тепловое поле, создаваемое процессом горения в пласте, залегающем на глубине h . При этом можно считать основной пласт бесконечно тонким, а тепловыделение — происходящим на линии (фронта горения). Интенсивность тепловыделения пропорциональна скорости потребления остаточного топлива и поэтому пропорциональна скорости перемещения фронта горения по нормали к нему в плоскости пласта. В частности, считая фронт прямолинейным, пренебрегая различием свойств основного пласта и вмещающих пород и конвективным переносом тепла, имеем задачу:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} + \frac{q}{\lambda} \delta(x - vt) \delta(z - h) = \frac{1}{a^2} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (1.1)$$

$$T(x, 0, t) = T(x, z, 0) = 0; \quad 0 \leq z < \infty, \quad -\infty < x < \infty, \quad t > 0, \quad (1.2)$$

где q — количество тепла, выделяющееся в единицу времени на единицу длины галерей, кал/м·с; λ — коэффициент теплопроводности, Вт/м·град; a^2 — температуропроводность пород, м²/с; h — глубина залегания пласта; V — скорость перемещения фронта. Решение задачи (1.1) — (1.2) имеет вид:

$$T(x, z, t) = a^2 \int_0^t \int_0^\infty \int_{-\infty}^\infty G(x, z, t/x', z', \tau) \frac{q}{\lambda} \delta(x' - vt) \delta(z' - h) d\tau dx' dz' \quad (1.3)$$

Здесь G — функция Грина сформулированной задачи, определяемая выражением:

$$G(x, z, t/x', z', \tau) = [4\pi a^2 (t - \tau)]^{-1} \cdot \left[\exp\left(-\frac{(x-x')^2 + (z-z')^2}{4a^2(t-\tau)}\right) - \exp\left(-\frac{(x-x')^2 + (z+z')^2}{4a^2(t-\tau)}\right) \right] \quad (1.4)$$

Выражение (1.3) с учетом (1.4) можно привести к виду:

$$T(x, z, t) = \frac{q}{4\pi\lambda} \exp\left(-\frac{v(x-vt)}{2a^2}\right) \cdot \left[2K_0\left(\frac{v\rho_1}{2a^2}\right) - 2K_0\left(\frac{v\rho_2}{2a^2}\right) - W\left(\frac{\rho_1}{2a}, \frac{v}{2a}, t\right) + W\left(\frac{\rho_2}{2a}, \frac{v}{2a}, t\right) \right], \quad (1.5)$$

где $K_0(x)$ — модифицированная функция Бесселя второго рода;

$$W(x, y, t) = \int_0^\infty \exp\left(-\frac{x^2}{\tau} - y^2 \tau\right) \frac{d\tau}{\tau} \quad (1.6)$$

— функция Хантуша, табулированная в работе [7];

$$\rho_1^2 = (x - vt)^2 + (z - h)^2; \quad \rho_2^2 = (x - vt)^2 + (z + h)^2. \quad (1.7)$$

Тепловой поток на поверхности земли вычисляется по формуле:

$$A = -\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \Big|_{z=0} = \frac{qh}{4\pi a^2} \exp\left(-\frac{v(x-vt)}{2a^2}\right) \int_{1/t}^\infty \exp\left[-\frac{(x-vt)^2 + h^2}{4a^2\tau} - \frac{v^2}{4a^2\tau}\right] d\tau. \quad (1.8)$$

Переходя к движущейся системе координат $\xi = x - vt$, $t' = t$, вместо формул (1.5) и (1.8) соответственно получаем:

$$T(x, z, t) = \frac{q}{4\pi\lambda} \exp\left(-\frac{v\xi}{2a^2}\right) \int_0^\infty \left\{ \exp\left[-\frac{\xi^2 + (z-h)^2}{4a^2\tau}\right] - \exp\left[-\frac{\xi^2 + (z+h)^2}{4a^2\tau}\right] \right\} \exp\left(-\frac{v^2\tau}{4a^2}\right) \frac{d\tau}{\tau}; \quad (1.9)$$

$$A(\xi, t) = \frac{qh}{4\pi a^2} \exp\left(-\frac{v\xi}{2a^2}\right) \int_{1/t}^\infty \exp\left[-\frac{\xi^2 + h^2}{4a^2\tau} - \frac{v^2}{4a^2\tau}\right] d\tau. \quad (1.10)$$

При больших значениях времени $t \rightarrow \infty$ из последних формул получаем стационарные распределения температуры и теплового потока:

$$T(\bar{\xi}, \bar{z}) = \frac{q}{2\pi\lambda} \exp(-\alpha\bar{\xi}) \left[K_0(\alpha\sqrt{\bar{\xi}^2 + (\bar{z}-1)^2}) - K_0(\alpha\sqrt{\bar{\xi}^2 + (\bar{z}+1)^2}) \right], \quad \alpha = \frac{vh}{2a^2}; \quad \bar{\xi} = \frac{\xi}{h}; \quad \bar{z} = \frac{z}{h}; \quad (1.11)$$

$$A(\bar{\xi}) = \frac{q\alpha}{h} \left[\frac{\exp(-\alpha\bar{\xi})}{\sqrt{1+\bar{\xi}^2}} K_1(\alpha\sqrt{1+\bar{\xi}^2}) \right]. \quad (1.12)$$

Далее, перенося начало системы координат с поверхности земли на уровень пласта и устремляя h к бесконечности, получим формулу

для стационарного распределения температуры в случае бесконечно глубокозалегающего пласта:

$$T(\xi, z) = \frac{q}{2\pi\lambda} \exp\left(-\frac{v\xi}{2a^2}\right) K_0\left(\frac{v}{2a^2} \sqrt{\xi^2 + z^2}\right). \quad (1.13)$$

Сначала выясним возможность проявления теплового потока на поверхности земли. Безразмерная функция теплового потока $\bar{A} = Ah/q$ имеет характерный вид, показанный на рис. 1. Как видно, в отличие от

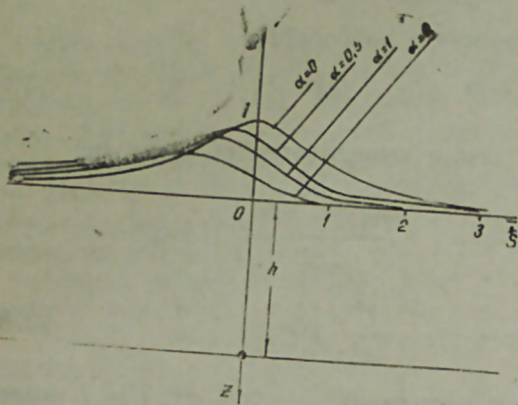


Рис. 1. Установившийся поток тепла на поверхности земли от равномерно движущегося источника горения

неподвижного источника, в случае движущегося источника максимум теплового потока отстает от фронта горения. Однако элементарный расчет показывает, что величина q (тепло, выделяемое источником за сутки на 1 м длины галереи) имеет порядок до $10^5 - 10^6$ ккал, в то время как безразмерная величина α , даже при $h=100$ м, имеет порядок $\alpha=200$ и больше. Подставляя эти значения в формулу (1.12), получаем, что тепловой поток, обусловленный движущимся источником горения, на поверхности земли практически не проявляется.

При вычислениях количество расходуемого топлива на горение принималось равным 30 кг на 1 м³ породы, мощность пласта 6 м; теплотворная способность нефти 10000 ккал/кг, скорость движения фронта горения 0.25 м/сут. При принятых выше данных величина q равна 45×10^4 ккал/сут на единицу длины галереи. Теплофизические параметры приняты равными: $\lambda = 1.9$ Вт/м·с = 39 ккал/м·сут·°С; $a^2 = 2.3 \cdot 10^{-3}$ м²/ч. Изменения температуры окружающих пластов в окрестности фронта горения на разных расстояниях от уровня пласта показаны на рис. 2. Как видно, температура окружающих пластов повышается существенно: на расстоянии 3 м от уровня пласта — до 200°С на расстоянии 8—10 м — до 70°С. При этом максимальная температура наблюдается на некотором расстоянии за фронтом горения. Расчет распределения температуры по вертикали, проходящей через фронт горения, показал, что температурное возмущение непосредственно над фронтом горения, при выбранных теплофизических характеристиках, не успевает распространяться дальше 2—3 м. Температурное возмущение перед фронтом горения практически не наблюдается. Последнее утвержде-

ние может быть неверным при очень малых значениях скорости продвижения фронта.

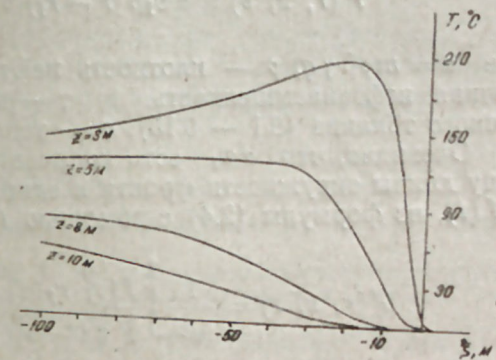


Рис. 2. Установившееся распределение температуры на различных расстояниях от уровня пласта

2. Рассмотрим осесимметричную задачу распространения тепла от подвижного очага горения при тех же допущениях, сделанных в предыдущем пункте:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} + \lambda^{-1} F(r, z, t) = \frac{1}{a^2} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (2.1)$$

$$T(r, 0, t) = T(r, z; 0) = 0, \quad 0 \leq r < \infty; \quad 0 \leq z < \infty; \quad t > 0, \quad (2.2)$$

где

$$F(r, z, t) = \frac{Q(t)}{2\pi r} \delta(r - r_1(t)) \delta(z - h). \quad (2.3)$$

$Q(t)$ — количество тепла, выделяемое источником в единицу времени Дж/с; $r = r_1(t)$ — закон продвижения фронта горения.

Решение задачи (2.1) — (2.2) имеет вид:

$$T(r, z, t) = 2\pi a^2 \lambda^{-1} \int_0^t d\tau \int_0^\infty dz' \int_0^\infty G(r, z, t/r', z', \tau) F(r', z', \tau) d\tau. \quad (2.4)$$

Здесь G — функция Грина задачи (2.1) — (2.2), выражаемая формулой:

$$G(r, z, t/r', z', \tau) = (2a\sqrt{\pi(t-\tau)})^{-3} I_0\left(\frac{rr'}{2a^2(t-\tau)}\right) \times \left[\exp\left(\frac{r^2 + r'^2 + (z-z')^2}{4a^2(t-\tau)}\right) - \exp\left(-\frac{r^2 + r'^2 + (z+z')^2}{4a^2(t-\tau)}\right) \right]. \quad (2.5)$$

$I_0(x)$ — модифицированная функция Бесселя первого рода.

Так как скорость тепловыделения $Q(t)$ считается пропорциональной скорости потребления остаточного топлива, то она пропорциональна также скорости закачки в пласт газожидкостной (считающейся несжигаемой) смеси. Скорость закачки смеси (объемное количество смеси

закачиваемое в пласт в единицу времени) $= 2\pi r_f \cdot v_f$. Тогда интенсивность тепловыделения $F(r, z, t)$ примет вид:

$$F(r, z, t) = \alpha v_f \delta(r - r_f) \delta(z - h), \quad v_f = \frac{dr_f}{dt}, \quad (2.6)$$

где $\alpha = m\rho\beta\gamma q$, ρ — плотность нефти, m — пористость, β — остаточная нефтенасыщенность, γ — коэффициент потребления остаточного топлива (0.1 — 0.15), q — теплота сгорания нефти, Дж/кг.

Очевидно, что αv_f есть количество тепла, приходящееся на единицу длины окружности фронта в единицу времени. Обозначая $\alpha v_f = f(t)$, из формулы (2.4) с помощью (2.6) получим:

$$T(r, z, t) = \frac{1}{4a\lambda} \int_0^t \frac{f(\tau) \cdot r_f(\tau)}{\sqrt{\pi(t-\tau)^3}} \cdot I_0\left(\frac{r \cdot r_f(\tau)}{2a^2(t-\tau)}\right) \times \\ \times \left[\exp\left(-\frac{r^2 + r_f^2 + (z-h)^2}{4a^2(t-\tau)}\right) - \exp\left(-\frac{r^2 + r_f^2 + (z+h)^2}{4a^2(t-\tau)}\right) \right] d\tau. \quad (2.7)$$

В случае равномерного продвижения фронта горения $v_f = \text{const}$ формула (2.7) примет вид:

$$T(r, z, t) = \frac{\alpha v_f^2}{4a\lambda} \int_0^t \frac{\tau \cdot d\tau}{\sqrt{\pi(t-\tau)^3}} I_0\left(\frac{r \cdot v_f \cdot \tau}{2a^2(t-\tau)}\right) \times \\ \times \left[\exp\left(-\frac{r^2 + r_f^2 \tau^2 + (z-h)^2}{4a^2(t-\tau)}\right) - \exp\left(-\frac{r^2 + r_f^2 \tau^2 + (z+h)^2}{4a^2(t-\tau)}\right) \right] = \\ = \frac{\alpha v_f^2}{4a\lambda} \int_0^t \frac{(t-\tau) d\tau}{\tau \sqrt{\pi\tau}} I_0\left(\frac{r \cdot v_f \cdot (t-\tau)}{2a^2\tau}\right) \exp\left(-\frac{r v_f \cdot (t-\tau)}{2a^2(t-\tau)}\right) \times \\ \times \left[\exp\left(-\frac{(r - v_f t)^2 + (z-h)^2}{4a^2\tau}\right) - \exp\left(-\frac{(r - v_f t)^2 + (z+h)^2}{4a^2\tau}\right) \right]. \quad (2.8)$$

В случае постоянного расхода нагнетательной скважины формула (2.7) запишется в следующем виде:

$$T(r, z, t) = \frac{ak}{8\pi\lambda a} \int_0^t \frac{d\tau}{\sqrt{\pi\tau}} I_0\left(\frac{r \sqrt{\frac{k}{m\pi}(t-\tau)}}{2a^2\tau}\right) \times \\ \times \left[\exp\left(-\frac{r^2 + \frac{k}{m\pi}(t-\tau) + (z-h)^2}{4a^2\tau}\right) - \exp\left(-\frac{r^2 + \frac{k}{m\pi}(t-\tau) + (z+h)^2}{4a^2\tau}\right) \right], \quad (2.9)$$

где $k = \text{const}$ — объемный расход нагнетательной скважины.

Выводы

1. Исследована возможность появления на поверхности земли потока тепла, вызванного движущимся источником внутрипластового горения;

2. На основании данных о теплофизических характеристиках горных пород вычислены температуры окружающих основной пласт пород.

3. Получены расчетные формулы для поля температуры при радиальном фронте горения.

Литература

1. Рубинштейн Л. И. Температурные поля в нефтяных пластах, — М.: Недра, 1972. — 276 с.
2. Пудовкин М. А., Волков И. К. Краевые задачи математической теории теплопроводности в приложении к расчетам температурных полей в нефтяных пластах при заводнении. — Казань: Изд. КГУ, 1978.
3. Боксерман А. А., Желтов Ю. П. и др. Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1974.
4. Bailey H. R. Heat conduction and cylindrical source with increasing radius. — Quart. appl. math., 1959, vol. XVII, N 3, 255-261.
5. Ramey H. G. Heat conduction during radial movement of a cylindrical heat source-applications to the thermal recovery process. — Trans. AIME, 1959, vol. 216, 115-122.
6. Thomas G. W. A study of forward combustion in a radial system bounded by permeable media — J. Petrol Technology, 1963, vol. 15, N 10, 1145-1149.
7. Хантуш М. С. Анализ данных опытных откачек из скважин в водоносных горизонтах с перетеканием. — В кн.: Вопросы гидрогеологических расчетов. М.: Мир, 1964, стр. 27-42.

Х: Ф. Эзизов, В. М. Ентов

БЭРЭКЭТ ЕДЭН ЈАНАР ИСТИЛИК ЧЭБЪЭСИННИН ТЕМПЕРАТУР САЪЭСИ ЂАГГЫНДА

Мэгалэдэ нефт лајыны јандырдыгдан сонра эмэлэ кэлэн јанар истилик чэбъэсиннин бэрэкеті заманы этраф мүһитдэки температур саъэси өјрэнлир.

H. F. Azizov, V. M. Entov

ON THE FAR WARM FIELD OF THE MOVING COMBUSTION GAS FRONT

The article examines the temperature conditions in the rocks surrounding the oil formation at the presence of moving combustion centre in the formation.

УДК 622.276.43:678

Д. Ш. ВЕЗИРОВ, А. А. МОВСУМ-ЗАДЕ, М. М. МАМЕДОВ

К ИССЛЕДОВАНИЮ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ОТОРОЧКОЙ РАСТВОРОВ ПОЛИМЕРОВ ИЗ ЭЛЕМЕНТА ТРЕХСЛОЙНОГО ПЛАСТА

Малопроницаемые области неоднородных нефтяных пластов, как правило, недостаточно полно охватываются заводнением, а иногда и вовсе не включаются в разработку. В результате значительное количество нефти остается не извлеченным. В связи с этим исследование полноты вытеснения нефти из неоднородного пласта представляет практический интерес.

Известно, что одним из наиболее распространенных форм залегания продуктивных нефтяных пластов является их слоистое строение. Причем, проницаемые пропластки могут быть по мощности гидродинамически связаны между собой. Механизм заводнения нефтенасыщенных слоистых пластов достаточно хорошо изучен [1].

В настоящей работе экспериментально исследовано вытеснение нефти из элемента трехслойного пласта оторочками растворов высокомолекулярных соединений. Модель элемента трехслойного пласта изготовлена из органического стекла, что позволяет визуально наблюдать за ходом процесса вытеснения. Подготовка к опытам, набивка и насыщение модели нефтью произведены по методике, предложенной в [2]. Пористой средой служил кварцевый песок различных фракций, а в качестве насыщающей ее жидкости служила нефть, отобранная из скважины № 3800 НГДУ им. 26 бакинских комиссаров вязкостью 15,2 сПз при 22°C. Проницаемости составили 1,3; 15,4 и 4,7 Д для верхнего, среднего и нижнего слоев, соответственно. Слои между собой гидродинамически связаны, а мощности их одинаковы и равны 5 см.

Вытеснение нефти из трехслойной модели элемента пласта осуществлялось в одном опыте пресной водой, условно его называем исходным, а в остальных — оторочками 0,75%-ных водных растворов полиакриламида (ПАА), полимера «Л» и кислого гудрона (отходы промышленности), проталкиваемых под перепадом давления 0,1 атм пресной водой. Оторочка в объеме 12% от объема порового пространства всей модели закачивалась в начале процесса вытеснения. Закачка рабочих агентов производилась во все слои модели одновременно, а отбор продукции раздельно по слоям. В процессе опытов фиксировались отношение объемов закачанной воды к объему порового пространства всей модели ($V_{зак}$) и объемы поступающей из слоев нефти относительно объема их порового пространства. Учитывался также общий по всей модели коэффициент вытеснения.

Результаты опытов сведены в таблице, а кинетика процесса вытеснения нефти водой и оторочкой раствора полимера «Л» показана

Коэффициенты вытеснения

Объем прокачанной воды	I слой $K_1 = 1,3$, Д (верхний)			II слой $K_2 = 15,4$, Д (средний)			III слой $K_3 = 4,7$, Д (нижний)			Элемент 3-слойного нефтяного пласта						
	Исходный опыт	ПАА	«Л»	Кислый гудрон	Исходный опыт	ПАА	«Л»	Кислый гудрон	Исходный опыт	ПАА	«Л»	Кислый гудрон				
0,25	—	0,052	0,061	—	0,424	0,536	0,473	0,394	0,110	0,096	0,154	0,218	0,175	0,208	0,210	0,228
0,5	0,067	0,106	0,124	0,127	0,740	0,905	0,635	0,523	0,208	0,182	0,259	0,280	0,274	0,396	0,364	0,314
0,75	0,088	0,147	0,173	0,149	0,776	0,808	0,850	0,617	0,259	0,250	0,387	0,336	0,346	0,517	0,476	0,370
1,00	0,105	0,172	0,225	0,213	0,840	1,163	0,948	0,635	0,297	0,295	0,475	0,390	0,403	0,540	0,550	0,398
1,5	0,130	0,210	0,263	0,218	0,918	1,182	1,034	0,650	0,353	0,364	0,602	0,435	0,465	0,568	0,683	0,425
2,0	0,153	0,234	0,284	0,220	0,994	1,200	1,100	0,673	0,387	0,408	0,670	0,468	0,515	0,605	0,768	0,454
2,5	0,170	0,246	0,291	0,225	1,046	1,218	1,121	0,697	0,425	0,440	0,742	0,506	0,553	0,633	0,815	0,469
3,0	0,190	0,262	0,299	0,230	1,074	1,226	1,128	0,717	0,447	0,467	0,800	0,542	0,574	0,650	0,838	0,487
3,5	0,205	0,271	0,304	0,234	1,097	1,227	1,134	0,719	0,450	0,480	0,843	0,565	0,581	0,664	0,840	0,496
4,0	0,213	0,290	0,312	0,237	1,150	1,229	1,143	0,725	0,453	0,496	0,847	0,577	0,592	0,672	0,845	0,5
4,5	0,230	0,304	0,332	0,241	1,206	1,234	1,150	0,731	0,460	0,513	0,854	0,59	0,603	0,687	0,850	0,505

на рис. 1 и 2. На этих рисунках приведена зависимость послыонных коэффициентов вытеснения нефти от объема прокачанного рабочего агента в объемах пор. Визуальные наблюдения дали возможность зафиксировать положение фронтов раздела жидкостей в слоях при вытеснении

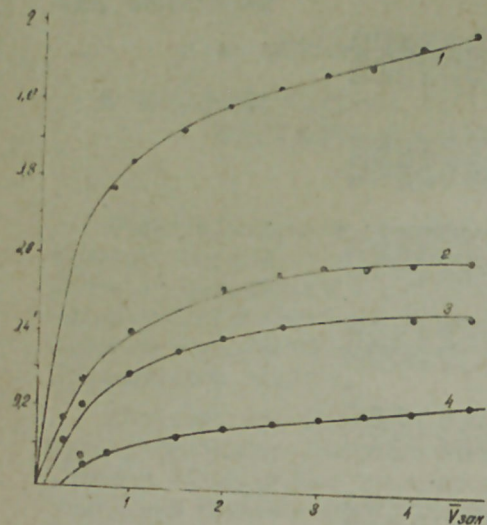


Рис. 1. Изменение коэффициента вытеснения от объема закачки рабочего агента ($\bar{V}_{зак}$) для исходного опыта: 1 — для среднего слоя; 2 — для модели пласта; 3 — для нижнего слоя; 4 — для верхнего слоя

нии нефти водой (рис. 3, а, б) и оторочкой раствора полимера «Л» (рис. 3, в, г) по окончании безводного периода (рис. 3, а, в) и в конце процесса вытеснения (рис. 3б, г).

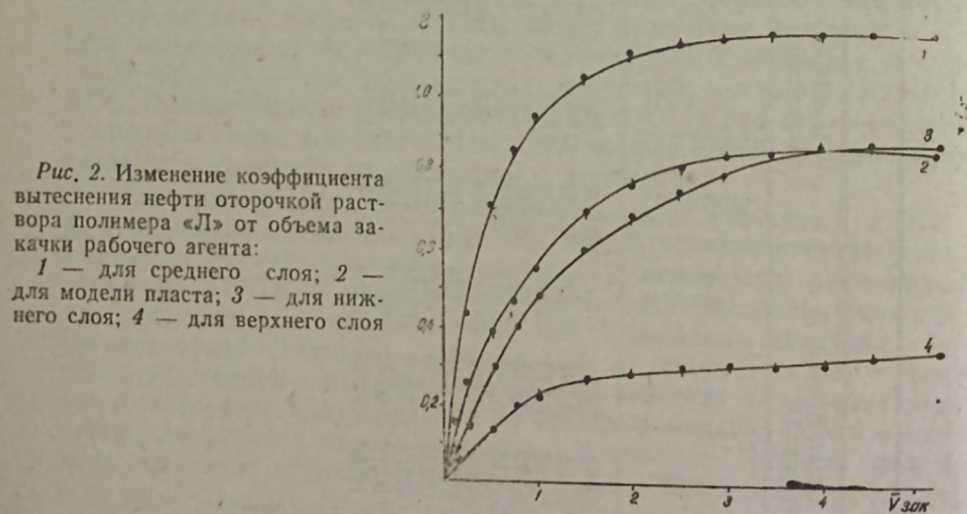


Рис. 2. Изменение коэффициента вытеснения нефти оторочкой раствора полимера «Л» от объема закачки рабочего агента: 1 — для среднего слоя; 2 — для модели пласта; 3 — для нижнего слоя; 4 — для верхнего слоя

Как видно из результатов экспериментов, закачка в модель оторочки раствора полимера значительно улучшает процесс вытеснения нефти. При водном воздействии конечный коэффициент вытеснения

составляет 0.603. Использование оторочки раствора полимера приводит к возрастанию коэффициента вытеснения до 0.687 и 0.850 для полимеров ПАА и «Л», соответственно. Раствор кислого гудрона, наоборот, снижает коэффициент вытеснения на 10% (0.505).

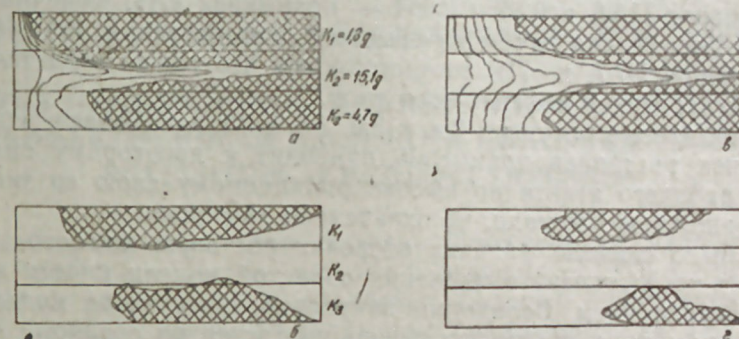


Рис. 3. Положение фронтов разделов жидкостей при вытеснении нефти водой или оторочкой раствора полимера «Л»: а — после безводного периода вытеснения нефти водой; б — в конце опыта; в — после безводного периода вытеснения нефти оторочкой раствора полимера «Л»; г — в конце опыта по вытеснению нефти из элемента трехслойной модели пласта оторочкой раствора полимера «Л».

Закачиваемая в модель вода быстро продвигается по более проницаемому среднему слою, резко опережая фронт вытеснения в верхнем и нижнем слоях (рис. 3, а). Под действием перепада давления она поступает во все три слоя одновременно, но нефть поступает только из среднего, более проницаемого слоя. При этом отсутствие поступления нефти из менее проницаемого верхнего слоя продолжается до закачки воды порядка 0,3 объема пор, а для нижнего слоя она составляет 0,15 объема пор (рис. 1, начальный участок кривых 4 и 3). Это объясняется наличием перетока нефти уже в начале процесса вытеснения из менее проницаемых нижнего и верхнего слоев в более проницаемый средний.

В процессе выработки среднего слоя в него продолжается переток нефти из верхнего и нижнего слоев, что говорит о значении конечного коэффициента вытеснения нефти водой по этому слою (рис. 1, кр. 1). Одновременно с этим поступает нефть и из двух других слоев. К концу опыта высокопроницаемый средний слой полностью охватывается заводнением, а в верхнем и нижнем слоях соответственно их проницаемости остаются заводненные области (рис. 3, б).

При вытеснении нефти оторочками полимеров ПАА и «Л» все три слоя сразу же включаются в процесс вытеснения (рис. 2), а объемы поступающей из них нефти почти пропорциональны их проницаемостям. Как видно из таблицы, после прокачки через модель 0.25 объема пор рабочих агентов послыонные коэффициенты вытеснения при использовании раствора полимера «Л» составляют 0,061; 0,473, 0,154, а при ПАА — 0,052; 0,536 и 0,096 для верхнего, среднего и нижнего слоев, соответственно.

В отличие от вытеснения нефти водой в опытах с использованием оторочек растворов полимеров «Л» и ПАА включение малопроницаемых слоев в процесс фильтрации и поступление из них нефти происходит с начала процесса вытеснения. Конечные коэффициенты вытеснения нефти из этих слоев увеличиваются и достигают 0,304 и 0,513 для верхнего и нижнего слоев соответственно, при использовании растворов полимеров ПАА и 0,32 и 0,854 — полимеров «Л». Конечные коэффициенты вытеснения нефти из среднего слоя составляют 1,234 и 1,15 для полимеров ПАА и «Л», соответственно, что также свидетельствует о наличии перетоков нефти в этот слой.

Сопоставление рисунков 3,а и 3,в, 3,б и 3,г показывает, что закачка оторочек растворов полимеров приводит к некоторому смягчению прорыва рабочего агента по высокопроницаемому слою со значительным сокращением площади, не охваченной заводнением.

Как было сказано, закачка оторочки раствора кислого гудрона уменьшает коэффициент вытеснения слонстой модели пласта по сравнению с заводнением. Вследствие закупорки пор у входа модели кислым гудроном вода преимущественно двигается по среднему слою и тем самым быстро ее обводит. Поэтому менее проницаемые слои слабо вырабатываются.

Результаты проведенных исследований показывают, что оторочки из растворов полимеров ПАА и «Л» могут успешно применяться в процессе заводнения многослойных нефтяных пластов и как агенты для выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин.

Литература

1. Королев А. В., Ковалев А. Г. и др. Исследование процесса вытеснения нефти из элемента трехслойного пласта. — Тр. ВНИИ, вып. 68, 1979.
2. Бабаян Г. А., Мовсесян С. Г., Мархасин И. А. О вытеснении нефти из двухслойного грунта. — Нефтяное хозяйство, 1954, № 4.

Ч. Ш. Везиров, Э. А. Мовсүмзаде, М. М. Мәмәдов

ҮЧГАТЛЫ ЛАЈ ЕЛЕМЕНТИНДӘН ПОЛИМЕР МӘҢЛУЛУ АРАЛЫҒЫ ИЛӘ НЕФТИН СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНЫН ТӘДГИГИ

Мәгаләдә үчгатлы лај элементиндән нефтин сыхышдырылмасында ПАА вә «Л» полимер мәһлулларындан истифадә едилмишдир.

Нәтичәдә бу полимер мәһлулларын чоғатлы нефт лајларынын сулашдырылмасында истифадәсинин еффе́ктивлији гејд олуңур.

D. Sh. Vesirov, A. A. Movsumzade, M. M. Mamedov

INVESTIGATION OF OIL DISPLACEMENT BY POLYMER SOLUTIONS SLUG FROM THE THREE-LAYERED RESERVOIR ELEMENT

The article deals with the results of experimental investigation of the oil displacement process by the polymer solution slug «ПАА» and «Л» and also by acid tar from the element of three-layered reservoir. The authors examined also the problems of interaction of streaks, moments of their including into the research and effectivity of the using of polymer solutions slugs.

УДК 622.276.752:622.245.4

Р. А. МУСАЕВ, Э. Г. ХАЛИЛОВ, Т. К. ДЖАБРАИЛОВА М. И. АБДУЛЛАЕВ

АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТОВЫХ ВОД РЕАГЕНТОМ—КИСЛЫМ ГУДРОНОМ

На месторождениях Азербайджана изоляционные работы с применением реагента—кислого гудрона проводятся с 1977 г. За период 1977—1982 гг. реализовано 50 обработок. Большой объем работ проведен на Балаханы-Сабунчи-Раманинском месторождении (40 обработок), по 2—3 обработки проведено на месторождениях Биби-Эйбат, Сураханы, Кала и Сангачалы-море. Результаты этих обработок показали, что 93% скважин дали положительный эффект, выразившийся в увеличении добычи нефти и в снижении процентного содержания воды в добываемой жидкости.

Для широкого промышленного применения кислого гудрона необходимо иметь представление о влиянии различных физико-геологических и технологических факторов на эффективность гидроизоляционного экрана. К числу таких факторов можно отнести следующие: пластовое давление и температура, состояние призабойной зоны, свойства пластовой воды, мощность пласта, радиус создаваемого экрана, метод эксплуатации, режим ввода скважин в эксплуатацию и т. д.

Известно, что минерализация вод продуктивной толщи Апшеронского полуострова изменяется в пределах 15,0—2,0 Ве°. Эти воды делятся на два типа: хлоркальциевые и гидрокарбонатнонатриевые. Хлоркальциевый тип воды отмечается в свитах верхнего отдела продуктивной толщи Сураханской и Сабунчинской свит. Воды гидрокарбонатнонатриевого типа характерны для Балаханской свиты и нижнего отдела. Учитывая разнообразие химического состава воды залежей Апшеронского полуострова, мы рассмотрели влияние свойств воды на эффективность обработки призабойной зоны кислым гудроном. При этом установлено, что для вод хлоркальциевого типа наблюдается определенная закономерность — с увеличением количества ионов уменьшается процентное содержание поступления воды к забою скважин. Для вод гидрокарбонатнонатриевого типа определенная закономерность, в зависимости от состава (количество ионов, минерализация, щелочность и т. д.), не наблюдается.

При переходе от вод хлоркальциевого типа к водам гидрокарбонатнонатриевого типа эффективность операции по снижению процентного содержания воды в добываемой продукции увеличивается. При этом необходимо отметить, что чем значительнее снижение притока воды после изоляции, тем больше продолжительность эффекта от обработки. Эта закономерность наблюдается для обоих типов вод.

При анализе промысловых данных было также учтено и влияние пластового давления и температуры на эффективность изоляционных работ, проводимых с реагентом—кислым гудроном. Установлено, что с возрастанием пластового давления эффективность проводимой операции для нефти увеличивается. Выявлено, что независимо от давления с уменьшением пластовой температуры эффективность кислого гудрона по снижению поступления воды к забою скважин увеличивается.

Проведен анализ результатов промысловых исследований для целей выявления перфорированной мощности пласта на эффективность проводимой операции. Анализ показал, что с увеличением перфорированной мощности пласта наблюдается тенденция к уменьшению эффекта по нефти. При такой же последовательности для притока воды наблюдается обратная картина, т. е. с увеличением перфорированной мощности фильтра эффективность изоляции воды реагентом — кислым гудроном улучшается.

Промысловым экспериментом установлено, что при хорошем состоянии призабойной зоны пласта, когда она не разрушена и состоит из цементированных пород, создание водонепроницаемого экрана дает хороший результат. В противном случае при наличии вокруг ствола скважин разных по размеру каверн, заполненных различными фракциями подвижных, не скрепленных высокопроницаемых пород, экранящий эффект реагента уменьшается.

Для определения оптимального объема закачиваемого раствора в различные скважины нагнеталось от 0,12 до 3,5 м³ кислого гудрона на 1 м мощности пласта. Результаты оценивали по уменьшению количества добываемой воды в продукции и продолжительности работы. Опыты показали, что степень гидроизоляции и продолжительность эффекта зависит от объема закачиваемого реагента. С увеличением радиуса создаваемого водонепроницаемого экрана продолжительность эффекта обработки увеличивается. Приведенный анализ промысловых исследований показывает, что наиболее приемлемой длиной радиуса создаваемого водонепроницаемого экрана реагентом — кислым гудроном является 2,5 м. При таком экране эффективность процесса продолжается более 8 месяцев.

Как показали промысловые эксперименты, на эффективность гидроизоляции реагента — кислого гудрона оказывает влияние режим эксплуатации после обработки призабойной зоны скважин.

В большинстве случаев скважины после гидроизоляционных работ эксплуатировались плавно, т. е. при вводе в эксплуатацию отбор жидкости сначала уменьшился, а затем постепенно производительность насоса достигла первоначального режима. В ряде случаев скважины после изоляции эксплуатировались при пониженной производительности. В обоих вышеуказанных случаях были получены более длительные эффекты. Опыты показали, что после обработки призабойной зоны кислым гудроном увеличение отбора общей жидкости скважин приводит к прогрессивному увеличению содержания воды в продукции скважин, вследствие чего продолжительность эффективности операции снижается.

В таблице приведены фактические продолжительности эффекта гидроизоляции и показатели ряда скважин, обработанных кислым гудроном.

Номер скважины	Фактическая продолжительность эффекта от гидроизоляции, сут.	Вскрытая мощность пласта, м	Объем кислого гудрона на 1 м мощности пласта, м ³	Количество ионов в пластовой воде, мг/экв./л	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура °С
293	180,0	37,0	0,4	0,93	34,3	81,0
670	63,0	58,0	0,2	7,65	0,5	26,0
2682	120,0	20,0	0,6	3,41	0,6	27,0
2296	128,0	8,0	0,9	6,87	1,0	29,0
2995	495,0	13,0	1,0	0,5	4,1	50,0
3100	144,0	17,0	0,3	0,7	3,5	38,0
32351	180,0	3,0	2,0	2,58	1,3	24,0
3347	294,0	25,0	0,5	0,64	3,5	40,0
3420	500,0	6,0	3,0	1,26	4,0	36,0
7281	600,0	3,0	3,3	6,57	1,0	38,0

Корреляционным анализом на основании данных таблиц выведена зависимость продолжительности эффекта (τ) гидроизоляции реагентом — кислым гудроном от вскрытой мощности пласта (H), объема кислого гудрона на 1 м мощности пласта (Q), количества ионов в пластовой воде (A), пластового давления (P) и пластовой температуры (t).

$$\tau = -537,55 + 1,66 H + 133,71 Q - 4,04 A - 30,26 P + 20,28t$$

Коэффициент множественной корреляции $R = 0,97$.

Таким образом, на основании проведенных промысловых экспериментов можно сделать выводы о том, что эффективность гидроизоляции реагентом — кислым гудроном зависит от:

- радиуса создаваемого водонепроницаемого экрана; наиболее приемлемым радиусом является 2,5—3,0 м;
- свойств пластовой воды; для вод гидрокарбонатнонатриевого типа она больше, чем в случае вод хлоркальциевого типа;
- перфорированной мощности пласта; с увеличением перфорированной мощности пласта эффект по нефти уменьшается, а по воде — увеличивается;
- пластового давления и температуры; в условиях высоких давлений она выше, при повышенных температурах эффект по воде ниже;
- состояния призабойной зоны—цементированности, рыхлости, кавернообразования и др;
- режима эксплуатации скважин; при плановом пуске и соответствующем режиме продолжительность эффекта выше.

Р. Э. Мусаев, Е. Н. Халилов Т. К. Чэбрайлова, М. И. Абдуллаев

СУЛАШМЫШ НЕФТ ГУЖУЛАРЫНДА ТУРШ ГАТРАН РЕАКЕНТИ ИЛЭ АПАРЫЛАН ГИДРОИЗОЛЈАСИЈА ИШЛЭРИНИН ТЭЪЛИЛИ

1977—1982-чи иллэрдэ Абшерон јарымдасы нефт јатагларынын мүхтэлиф мэдэнлэриндэ турш гатран реакентинин тэтбиги илэ 50 сулашмыш нефт гујусунда гидроизолјасија ниши апарылмышдыр. Бу ишлэрин 93%-и мүсбэт нэтичэ вермишдир. Элдэ едилмиш јекун мэдэн материалларынын тэдгиги кестэрир ки, турш гатран маддэсинин гидроизолјасија ефективлији јарадылан су кечирмэз экранн радиусундан, лај сујуну

жигмэви таркибиндэн, перфорасија олунмуш лаг галынлыгындан, лагын тэзиг вэ температурундан гујудиби зонасыны тэшкил едэн мөсамэли мүһитин вэзијјетиндэн вэ гујунув ишэдүшмө һасилатындан асылдыр. Бу мөдөн тэдгигатларынын нэтичэлери көстэрир ки, сулашмыш нефт гујуларында һидроизолјасија иши апарылдыгда јухарыда көстэрилэн амиллэр нэзэрэ алынмалыдыр.

R. A. Musaev, E. G. Khalilov, T. K. Djabrailova, M. I. Abdullaev

RESERVOIR DATA ANALYSIS ON THE STUDY OF EFFICIENCY OF BRINE WATER ISOLATION WITH ACID TAR AGENT

On the base of the carried out reservoir experiments the authors state that the efficiency of hydroisolation with acid tar agent depends upon the radius of the screen created, brine water properties, perforated thickness of bed, reservoir pressure and temperature, bottom zone condition and well exploitation drive.

УДК 622.276.031:538,5

А. Х. ШАХВЕРДИЕВ

РАСЧЕТ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ ВО ВРЕМЕНИ ДО ПРОРЫВА ВОДЫ И ПОСЛЕ НЕГО В КРУГОВУЮ ГАЛЕРЕЮ ПРИ УПРУГОМ И ПЛАСТИЧЕСКОМ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ

При проектировании разработки нефтяных месторождений важной задачей является определение дебитов и сроков разработки одно- и многопластовых систем.

Расчет дебита жидкости в круговую (также в прямолинейную) галерею до прорыва воды можно осуществить с помощью приближенной методики Ю. П. Борисова [2], согласно которой в расчетные формулы вводятся эквивалентные фильтрационные сопротивления. Эта расчетная схема получила развитие в работе [4], в которой в зависимости от характера процесса вытеснения удалось учесть геометрию фильтрационного потока в зоне движения водонефтяной смеси. При этом расчетная схема значительно усложнилась.

Расчетная схема, предложенная в работах [2, 4], позволяет учитывать также обратимые и необратимые изменения проницаемости, поскольку с увеличением глубин разрабатываемых объектов влияние указанных факторов на процесс вытеснения нефти водой становится все более существенным [1, 3].

В настоящей работе предлагается расчет дебита жидкости во времени до прорыва воды и после него в круговую галерею с учетом фазовых проницаемостей в зоне смеси «вода—нефть», а также обратимых и необратимых изменений проницаемости по соответствующим зонам.

В качестве примера выбрана система круговая нагнетательная — добывающая галерея.

В предыдущих работах [2, 3, 4] по вытеснению нефти водой предполагалось, что вытеснение происходит от линии нагнетания до линии фронта вытеснения и от линии фронта вытеснения до линии отбора.

В этом случае признаками для разделения на зоны служили физические свойства вытесняющей и вытесняемой флюиды.

На самом деле при вытеснении нефти водой (в частности, в системе нагнетательная—добывающая галерея) между линиями нагнетания и отбора существует такая линия, на которой давление равно начальному (поскольку давление нагнетания больше начального пластового давления). Это приводит к раскрытию микротрещин в пласте, которые были в сомкнутом состоянии. Хотя объем раскрывшихся микротрещин по сравнению с объемом пор пласта ничтожно мал, проницаемость его увеличивается за счет микротрещин в несколько (6—10) раз [3].

Это происходит в зонах от линии нагнетания до линии, на которой давление равно начальному. В этих зонах наблюдается упругое увели-

чение проницаемости зоны (рисунок, а, б, в). Поскольку отсутствуют исследования нагнетательных скважин, посвященных изучению деформационных свойств пород, трудно оценить влияние последних на процесс разработки. По добывающим скважинам такие исследования проводятся, что позволяет разделить круговую залежь на зоны также по деформационным признакам.

Таким образом, упругое увеличение проницаемости происходит при $p > p_0$ и среда при этом квалифицируется как чисто трещиноватая. При $p < p_0$ среда квалифицируется как пористая, в которой наблюдаются обратимые и необратимые изменения проницаемости.

В этих условиях в пластовой системе можно выделить различные зоны фильтрации.

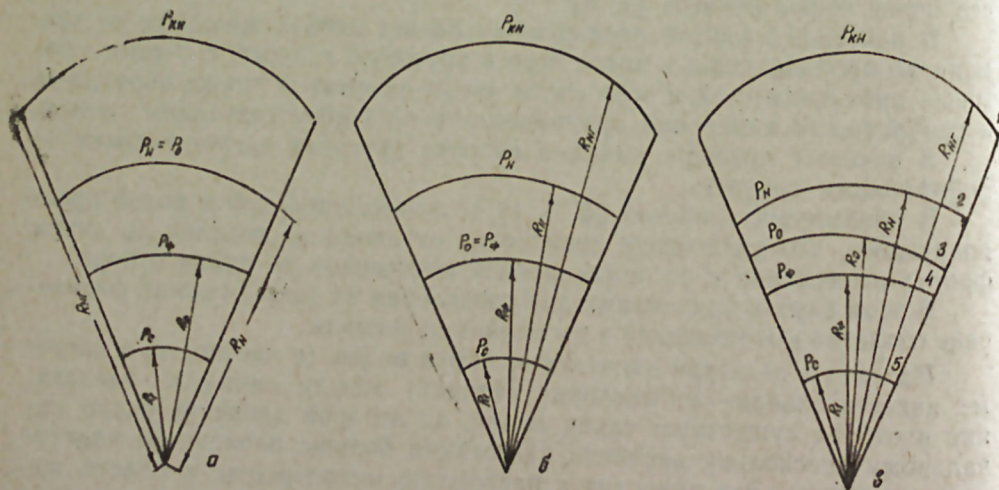
Интерес представляют три случая, определяемые в зависимости от расположения линии R_0 , на которой $p = p_0$:

1. $p_{кн} > p_0 \geq p_n$ (рисунок, а)
2. $p_n > p_0 \geq p_\phi$ (рисунок, б)
3. $p_\phi \geq p_0 > p_c$ (рисунок, в)

В первом случае в круговой залежи образуются три зоны (рисунок, а): I — от линии нагнетания 1 до начального положения контура нефтеносности 2 ($p_n = p_0 < p_{кн}$). В этой зоне с проницаемостью $\kappa(p_{кн}) > \kappa(p_0)$ движется несжимаемая жидкость;

II — от контура нефтеносности 2 до линии фронта вытеснения 4. В этой зоне движутся вода и нефть при фазовых проницаемостях $\kappa_n(s)$ и $\kappa_n(s)$, соответственно. При $p_n = p_0 > p_\phi$ будут иметь место как обратимые, так и необратимые изменения проницаемости;

III — от контура 4 (фронт вытеснения) до линии отбора 5 (добывающая галерея). В этой зоне также наблюдаются обратимые и необратимые изменения проницаемости.



Расчетная схема круговой залежи (система нагнетательная — добывающая галерея): 1 — линия нагнетания; 2 — контур нефтеносности; 3 — линия, на которой $p = p_0$; 4 — текущее (фронт вытеснения); 5 — линия отбора

Рассмотрим второй случай (рисунок, б):

I — от линии нагнетания 1 до линии 2;

II — от линии 2 до линии фронта 4;

III — от линии фронта 4 до линии отбора 5.

Третий случай характеризуется четырьмя зонами (рисунок, в)

I — от линии нагнетания 1 до линии 2;

II — от линии 2 до линии 3 (на которой $p_0 > p_\phi$);

III — от линии 3 до фронта вытеснения 4;

IV — от фронта вытеснения (текущее) до линии отбора 5 (рисунок, в).

Необратимые изменения проницаемости следует учитывать в тех зонах, где текущее пластовое давление меньше первоначального пластового давления $p < p_0$. В зависимости от степени и характера деформаций пород пласта дебиты в этих зонах могут значительно различаться как по сравнению друг с другом по зонам, так и по сравнению с фактическим значением дебита.

Таким образом, сначала определим зависимость дебита жидкости и времени перемещения водонефтяного контакта (ВНК) от положения фронта вытеснения. Дебит круговой залежи с учетом непоршневого вытеснения нефти водой [2, 4] и обратимых изменений проницаемости до прорыва воды в круговую галерею составит:

$$\downarrow G_1 = \frac{\pi h \rho_0 \kappa_0}{\mu_n a_{\kappa_0}} \left\{ \frac{[1 + a_{\kappa_0}(p_{кн} - p_0)]^2 - [1 + a_{\kappa_0}(p_c - p_0)]^2}{\mu_0 \ln \frac{R_{кн}}{R_n} + \omega_1 + \ln \frac{R_\phi}{R_1}} \right\} \quad (1)$$

Здесь

$$\omega_1 = A \left[\left(a_1 + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n}{R_n^2 - R_\phi^2} \right) \ln \frac{R_n}{R_\phi} - \left(a_2 z_{нф} + \frac{a_3 z_{нф}^2}{2} \right) + \frac{a_2 z_{нф} R_n}{\sqrt{R_n^2 - R_\phi^2}} \ln \left| \frac{R_n - \sqrt{R_n^2 - R_\phi^2}}{R_\phi} \right| \right]$$

Согласно работе [2] здесь использованы следующие зависимости:

$$f(s_n) = A z_n^3, \quad \varphi(s_n) = A (a_1 + a_2 z_n + a_3 z_n^2), \quad \kappa = \kappa_0 [1 + a_{\kappa_0}(p - p_0)]$$

$$z_n = z_{нф} \sqrt{\frac{R_n^2 - R^2}{R_n^2 - R_\phi^2}}, \quad z_{нф} = s_{нф} - s_{он}, \quad \mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_v}$$

$\downarrow G_1$ — массовый дебит жидкости упругой зоны до прорыва воды в круговую галерею; h — толщина пласта; ρ_0 — коэффициент плотности жидкости; μ_n, μ_v — динамический коэффициент вязкости нефти и воды; κ_0 — коэффициент проницаемости; a_{κ_0} — коэффициент изменения проницаемости; $p_{кн}$ — давление на контуре нагнетания; p_0 — начальное пластовое давление; p_c — давление на линии отбора; ω_1 — полное фильтрационное сопротивление в зоне движения водонефтяной смеси; $R_{кн}$ — радиус нагнетательной галереи; R_n — радиус контура нефтеносности; R_ϕ — радиус фронта вытеснения; R_1 — радиус добывающей галереи; $s_{он}$ — остаточная нефтенасыщенность после длительной промывки нефти водой; $s_{нф}$ или $z_{нф}$ — нефтенасыщенность на фронте вытеснения; $f(s_n)$ — функция Баклея—Легеретта для нефти; $\varphi(s_n)$ — функция сопротивления для нефти; A, a_1, a_2, a_3 — коэффициенты следует подбирать для фактиче-

ских кривых фазовых проницаемостей и соотношений вязкостей. Согласно работе [2] $z_{нф}$ определяется из соотношения

$$3Az_{нф}^2(1 - z_{нф} - s_{он} - s_{св}) + Az_{нф}^3 = 1$$

Дебит после прорыва воды в круговую галерею радиусом R_1 будет:

$$G_2^y = \frac{\pi h \rho_0 \kappa_0}{\mu_n a_{ко}} \left\{ \frac{[1 + a_{ко}(p_{кн} - p_0)]^2 - [1 + a_{ко}(p_c - p_0)]^2}{\mu_0 \ln \frac{R_{кн}}{R_1} + \omega_2} \right\}, \quad (2)$$

где

$$\omega_2 = A \left[a_1 \ln \frac{R_n}{R_1} + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n}{R_n^2 - R_\phi^2} \left(R_n^2 \ln \frac{R_n}{R_1} - \frac{R_n^2 - R_1^2}{2} \right) - \frac{a_2 z_{нф}}{\sqrt{R_n^2 - R_\phi^2}} \left(\sqrt{R_n^2 - R_1^2} - R_n \ln \left| \frac{R_n - \sqrt{R_n^2 - R_1^2}}{R_1} \right| \right) \right]$$

Интерес представляет расчет дебита в зонах, где проявляют необратимые изменения проницаемости ($p < p_0$). До прорыва воды в галерею дебит зоны с необратимыми изменениями проницаемости составит:

$$G_1^n = \frac{2\pi h \rho_0 \kappa_0}{\mu_n} \left[\frac{p_0 - p_c}{\frac{\kappa_0}{\kappa} \ln \frac{R_\phi}{R_n} + \omega_3} \right], \quad (3)$$

где

$$\omega_3 = A \left\{ \frac{a_1}{2B_1} + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n}{2B_1(R_n^2 - R_\phi^2)} \left[\sqrt{A_1 - B_1 \ln R_n} - \sqrt{A_1 - B_1 \ln R_\phi} \right] + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2}{2 \sqrt{A_1 - B_1 \ln \left(\frac{R_\phi + R_n}{2} \right)}} + \frac{2a_2 z_{нф}}{\sqrt{R_n^2 - R_\phi^2}} \cdot \frac{R_\phi - R_n}{R_\phi + R_n} \cdot \frac{\sqrt{R_n^2 - \left(\frac{R_n + R_\phi}{2} \right)^2}}{\sqrt{A_1 - B_1 \ln \left(\frac{R_\phi + R_n}{2} \right)}} \right\}$$

$$\kappa = \kappa_0 \frac{1 - [1 + a_{ко}(p_0 - p_{cl})]^2}{a_{ко}(p_0 - p_{cl})}, \quad A_1 = 1 + B_1 \ln R_\phi, \\ B_1 = \frac{1 - [1 + a_{ко}(p_0 - p_{\phi 1})]^2}{\ln \frac{R_n}{R_\phi}}$$

В формуле ω_3 два последних слагаемых получены с помощью теоремы о среднем интегрального исчисления.

После прорыва воды в круговую галерею дебит зоны с необратимыми изменениями проницаемости составит:

$$G_2^n = \frac{2\pi h \kappa_0 \rho_0}{\mu_n} \cdot \frac{p_0 - p_c}{\omega_4} \quad (4)$$

$$\omega_4 = A \left\{ \left(\frac{a_1}{2B_1} + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n}{2B_1(R_n^2 - R_\phi^2)} \right) \left(\sqrt{A_1 - B_1 \ln R_1} - \sqrt{A_1 - B_1 \ln R_n} \right) + \frac{a_3 z_{нф}^2}{2 \sqrt{A_1 - B_1 \ln \left(\frac{R_n + R_1}{2} \right)}} + \frac{2a_2 z_{нф}}{\sqrt{R_n^2 - R_\phi^2}} \cdot \frac{R_n - R_1}{R_n + R_1} \cdot \frac{\sqrt{R_n^2 - \left(\frac{R_n + R_1}{2} \right)^2}}{\sqrt{A_1 - B_1 \ln \left(\frac{R_n + R_1}{2} \right)}} \right\}$$

В этой формуле два последних слагаемых получены с помощью теоремы о среднем интегрального исчисления.

Таким образом, в формулах (1) и (2) получили зависимость дебита жидкости от фронта вытеснения R_ϕ до прорыва и после него в круговую галерею при упругом режиме фильтрации $G_1^y(R_\phi)$ и $G_2^y(R_\phi)$. То же самое (3) и (4) получено при пластическом режиме фильтрации $G_1^n(R_\phi)$ и $G_2^n(R_\phi)$.

Необходимо установить зависимость времени перемещения ВНК от положения фронта вытеснения $t = t(R_\phi)$. Имея эти параметрические зависимости $G(R_\phi)$ и $t(R_\phi)$, можно получить $G = G(t)$. Время перемещения ВНК от координаты фронта вытеснения R_ϕ определяется из балансового соотношения до прорыва воды при упругом режиме:

$$G_1^y dt = 2\pi h m \delta R_\phi dR_\phi, \quad (5)$$

где m — пористость; $\delta = 1 - s_{св} - s_{он} - \frac{2}{3} z_{нф}$ — коэффициент использования пор.

Подставив в балансовое соотношение (1) значение дебита G_1^y из формулы (1), проинтегрируем его в пределах от 0 до t и от R_ϕ до R_n :

$$t = \frac{2m \delta \mu_n a_{ко}}{\kappa_0 \rho_0 \left\{ [1 + a_{ко}(p_{кн} - p_0)]^2 - [1 + a_{ко}(p_c - p_0)]^2 \right\}} \int_{R_\phi}^{R_n} \left(\mu_0^{-1} \ln \frac{R_{кн}}{R_n} + \omega_1 + \ln \frac{R_\phi}{R_1} \right) R_\phi dR_\phi \quad (6)$$

В формуле (6) интеграл от второго слагаемого ω_1 берется согласно теоремы о среднем интегрального исчисления.

Таким образом, получим:

$$t = \frac{2m \delta \mu_n a_{ко}}{\kappa_0 \rho_0 \left\{ [1 + a_{ко}(p_{кн} - p_0)]^2 - [1 + a_{ко}(p_c - p_0)]^2 \right\}} \left\{ \frac{R_n^2 - R_\phi^2}{2} \left(\mu_0^{-1} \ln \frac{R_{кн}}{R_n} - \right. \right.$$

$$-\frac{1}{2}) + \frac{R_n}{2} \ln \frac{R_n}{R_1} + \frac{R_\phi^2}{2} \ln \frac{R_1}{R_\phi} + A \left[\left(a_1 + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2}{R_n^2 - R_\phi^2} \right) \left(\frac{R_n^2}{2} \ln \frac{R_n}{R_1} + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{R_\phi^2}{2} \ln \frac{R_1}{R_\phi} - \frac{R_n^2 - R_\phi^2}{4} \right) + \left(a_2 z_{нф} + \frac{a_3 z_{нф}^2}{2} \right) \frac{R_\phi^2 - R_n^2}{2} + \right. \\ \left. + \frac{a_2 z_{нф} R_n (R_n - R_\phi)}{2 \sqrt{R_n^2 - R_\phi^2}} \ln \left| \frac{R_n - \sqrt{R_n^2 - R_\phi^2}}{R_\phi} \right| R_\phi \right], \quad (7)$$

где

$$R_{\phi c} = \frac{R_n + R_\phi}{2}.$$

После прорыва воды в круговую галерею при упругом режиме время перемещения фронта вытеснения от координаты R_ϕ определяется из следующего балансового соотношения [4]:

$$t_1 = t_{пр} + \frac{2m \delta \mu_n a_{ко}}{\kappa_0 \rho_0 \{ [1 + a_{ко} (p_{кн} - p_0)]^2 - [1 + a_{ко} (p_c - p_0)]^2 \}} \int_{R_\phi}^{R_1} \times \\ \times \left(\mu_0^{-1} \ln \frac{R_{кн}}{R_1} + \omega_2 \right) R_\phi dR_\phi \quad (8)$$

Подставив ω_2 из формулы (2) в (8) и интегрировав в соответствующих пределах, окончательно получим:

$$t = t_{пр} + \frac{2m \delta \mu_n a_{ко}}{\kappa_0 \rho_0 \{ [1 + a_{ко} (p_{кн} - p_0)]^2 - [1 + a_{ко} (p_c - p_0)]^2 \}} \left\{ \left(\frac{R_1^2 - R_\phi^2}{2} \right) \times \right. \\ \times \left(\mu_0^{-1} \ln \frac{R_{кн}}{R_1} + A a_1 \ln \frac{R_n}{R_1} \right) + A \left[\frac{a_3 z_{нф}}{2} \left(R_n^2 \ln \frac{R_n}{R_1} - \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{R_n^2 - R_1^2}{2} \right) \ln \frac{R_n - R_\phi^2}{R_n^2 - R_1^2} + a_2 z_{нф} \left(\sqrt{R_n^2 - R_1^2} - \right. \right. \\ \left. \left. - R_n \ln \left| \frac{R_n - \sqrt{R_n^2 - R_1^2}}{R_1} \right| \right) \left(\sqrt{R_n^2 - R_1^2} - \sqrt{R_n^2 - R_\phi^2} \right) \right] \right\} \quad (9)$$

$$t_{пр} = \frac{2m \delta \mu_n a_{ко}}{\kappa_0 \rho_0 \{ [1 + a_{ко} (p_{кн} - p_0)]^2 - [1 + a_{ко} (p_c - p_0)]^2 \}} \left\{ \frac{R_n^2 - R_1^2}{2} \left(\mu_0 \ln \frac{R_{кн}}{R_n} - \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{1}{2} \right) + \frac{R_n^2}{2} \ln \frac{R_n}{R_1} + A \left[\left(a_1 + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2}{R_n^2 - R_1^2} \right) \left(\frac{R_n^2}{2} \ln \frac{R_n}{R_1} - \frac{R_n^2 - R_1^2}{4} \right) + \right. \right. \\ \left. \left. + \left(a_2 z_{нф} + \frac{a_3 z_{нф}^2}{2} \right) \left(\frac{R_1^2 - R_n^2}{2} \right) + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{a_2 z_{нф} R_n (R_n - R_1)}{2 \sqrt{R_n^2 - R_1^2}} \ln \left| \frac{R_n - \sqrt{R_n^2 - R_1^2}}{R_1} \right| R_1 \right] \right\}.$$

где $t_{пр}$ — время прорыва воды в круговую галерею.

Аналогичные зависимости определим при пластическом режиме фильтрации. Для этого в формулу (5) следует подставить значения дебита $\uparrow G_1^n$ из формулы (3):

$$t = \frac{m \delta \mu_n}{\kappa_0 \rho_0 \Delta p} \left\{ \left(\frac{R_n^2 - R_\phi^2}{4} - \frac{R_\phi^2}{2} \ln \frac{R_\phi}{R_n} \right) + A \left[\frac{a_1}{2B_1} + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2}{2B_1 (R_n^2 - R_\phi^2)} \left(\sqrt{A_1 - B_1 \ln R_n} - \sqrt{A_1 - B_1 \ln R_{\phi c}} \right) + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{2a_2 z_{нф} (R_{\phi c} - R_n)}{(R_{\phi c} + R_n) \sqrt{R_n^2 - R_\phi^2}} \cdot \frac{\sqrt{R_n^2 - \left(\frac{R_n^2 + R_{\phi c}}{2} \right)^2}}{\sqrt{A_1 - B_1 \ln \left(\frac{R_{\phi c} - R_n}{2} \right)}} + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2 (R_n^2 - R_\phi^2)}{2 (R_n^2 - R_\phi^2) \sqrt{A_1 - B_1 \ln \left(\frac{R_{\phi c} + R_n}{2} \right)}} \right] \frac{R_n^2 - R_\phi^2}{2} \right\}, \quad (10)$$

где

$$\Delta p = p_0 - p_c$$

После прорыва воды в круговую галерею при пластическом режиме время перемещения ВНК от координаты R_ϕ находится из балансового соотношения:

$$t_2 = t_{пр} + \frac{m \delta \mu_n}{\kappa_0 \rho_0 \Delta p} \int_{R_\phi}^{R_1} \omega_4 R_\phi dR_\phi \quad (11)$$

Подставляя ω_4 из формулы (4) в соотношение (11), получим:

$$t = t_{пр} + \frac{m \delta \mu_n A}{k \rho_0 \Delta p} \left\{ \frac{a_1 \left(\sqrt{A_1 - B_1 \ln R_1} - \sqrt{A_1 - B_1 \ln R_n} \right) (R_1^2 - R_\phi^2)}{4B_1} + \right. \\ \left. + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2 \left(\sqrt{A_1 - B_1 \ln R_1} - \sqrt{A_1 - B_1 \ln R_n} \right)}{2B_1} - \right. \\ \left. - \frac{a_3 z_{нф}^2 (R_1^2 - R_n^2)}{2 \sqrt{A_1 - B_1 \ln \left(\frac{R_n + R_1}{2} \right)}} \cdot \left(\frac{R_\phi^2}{2} \ln \frac{R_1}{R_\phi} - \frac{R_1^2 + R_\phi^2}{4} \right) + \right. \\ \left. + \frac{2a_2 z_{нф} (R_n - R_1)}{R_1 + R_n} \cdot \frac{\sqrt{R_n^2 - \left(\frac{R_n + R_1}{2} \right)^2}}{\sqrt{A_1 - B_1 \ln \left(\frac{R_n + R_1}{2} \right)}} \times \right. \\ \left. \times \left(\sqrt{R_n^2 - R_\phi^2} - \sqrt{R_n^2 - R_1^2} \right) \right\}. \quad (12)$$

где

$$\begin{aligned}
& -\frac{1}{2}) + \frac{R_n}{2} \ln \frac{R_n}{R_1} + \frac{R_\phi^2}{2} \ln \frac{R_1}{R_\phi} + A \left[\left(a_1 + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2}{R_n^2 - R_\phi^2} \right) \left(\frac{R_n^2}{2} \ln \frac{R_n}{R_1} + \right. \right. \\
& \left. \left. + \frac{R_\phi^2}{2} \ln \frac{R_1}{R_\phi} - \frac{R_n^2 - R_\phi^2}{4} \right) + \left(a_2 z_{нф} + \frac{a_3 z_{нф}^2}{2} \right) \frac{R_\phi^2 - R_n^2}{2} + \right. \\
& \left. + \frac{a_2 z_{нф} R_n (R_n - R_\phi)}{2 \sqrt{R_n^2 - R_\phi^2}} \ln \left| \frac{R_n - \sqrt{R_n^2 - R_\phi^2}}{R_\phi} \right| R_\phi \right], \quad (7)
\end{aligned}$$

где

$$R_{\phi c} = \frac{R_n + R_\phi}{2}.$$

После прорыва воды в круговую галерею при упругом режиме время перемещения фронта вытеснения от координаты R_ϕ определяется из следующего балансового соотношения [4]:

$$\begin{aligned}
t_1 = t_{нр} + \frac{2m \delta \mu_n a_{ко}}{\kappa_0 \rho_0 \left\{ [1 + a_{ко} (p_{кн} - p_0)]^2 - [1 + a_{ко} (p_c - p_0)]^2 \right\}} \int_{R_\phi}^{R_1} \times \\
\times \left(\mu_0^{-1} \ln \frac{R_{кн}}{R_1} + \omega_2 \right) R_\phi dR_\phi \quad (8)
\end{aligned}$$

Подставив ω_2 из формулы (2) в (8) и интегрировав в соответствующих пределах, окончательно получим:

$$\begin{aligned}
t = t_{нр} + \frac{2m \delta \mu_n a_{ко}}{\kappa_0 \rho_0 \left\{ [1 + a_{ко} (p_{кн} - p_0)]^2 - [1 + a_{ко} (p_c - p_0)]^2 \right\}} \left\{ \left(\frac{R_1^2 - R_\phi^2}{2} \right) \times \right. \\
\times \left(\mu_0^{-1} \ln \frac{R_{кн}}{R_1} + A a_1 \ln \frac{R_n}{R_1} \right) + A \left[\frac{a_3 z_{нф}^2}{2} \left(R_n^2 \ln \frac{R_n}{R_1} - \right. \right. \\
\left. \left. - \frac{R_n^2 - R_1^2}{2} \right) \ln \frac{R_n^2 - R_\phi^2}{R_n^2 - R_1^2} + a_2 z_{нф} \left(\sqrt{R_n^2 - R_1^2} - \right. \right. \\
\left. \left. - R_n \ln \left| \frac{R_n - \sqrt{R_n^2 - R_1^2}}{R_1} \right| \right) \left(\sqrt{R_n^2 - R_1^2} - \sqrt{R_n^2 - R_\phi^2} \right) \right] \right\} \quad (9)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
t_{нр} = \frac{2m \delta \mu_n a_{ко}}{\kappa_0 \rho_0 \left\{ [1 + a_{ко} (p_{кн} - p_0)]^2 - [1 + a_{ко} (p_c - p_0)]^2 \right\}} \left\{ \frac{R_n^2 - R_1^2}{2} \left(\mu_0 \ln \frac{R_{кн}}{R_n} - \right. \right. \\
\left. \left. - \frac{1}{2} \right) + \frac{R_n^2}{2} \ln \frac{R_n}{R_1} + A \left[\left(a_1 + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2}{R_n^2 - R_1^2} \right) \left(\frac{R_n^2}{2} \ln \frac{R_n}{R_1} - \frac{R_n^2 - R_1^2}{4} \right) + \right. \right. \\
\left. \left. + \left(a_2 z_{нф} + \frac{a_3 z_{нф}^2}{2} \right) \left(\frac{R_1^2 - R_n^2}{2} \right) + \right. \right. \\
\left. \left. + \frac{a_2 z_{нф} R_n (R_n - R_1)}{2 \sqrt{R_n^2 - R_1^2}} \ln \left| \frac{R_n - \sqrt{R_n^2 - R_1^2}}{R_1} \right| R_1 \right] \right\}.
\end{aligned}$$

где $t_{нр}$ — время прорыва воды в круговую галерею.

Аналогичные зависимости определим при пластическом режиме фильтрации. Для этого в формулу (5) следует подставить значения дебита $\uparrow G_j^n$ из формулы (3):

$$\begin{aligned}
t = \frac{m \delta \mu_n}{\kappa_0 \rho_0 \Delta p} \left\{ \left(\frac{R_n^2 - R_\phi^2}{4} - \frac{R_\phi^2}{2} \ln \frac{R_\phi}{R_n} \right) + A \left[\frac{a_1}{2B_1} + \right. \right. \\
\left. \left. + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2}{2B_1 (R_n^2 - R_\phi^2)} \left(\sqrt{A_1 - B_1} \ln R_n - \sqrt{A_1 - B_1} \ln R_\phi \right) + \right. \right. \\
\left. \left. + \frac{2a_2 z_{нф} (R_\phi c - R_n)}{(R_\phi c + R_n) \sqrt{R_n^2 - R_\phi^2}} \frac{\sqrt{R_n^2 - \left(\frac{R_n^2 + R_\phi c}{2} \right)^2}}{\sqrt{A_1 - B_1} \ln \left(\frac{R_\phi c - R_n}{2} \right)} + \right. \right. \\
\left. \left. + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2 (R_n^2 - R_\phi^2)}{2 (R_n^2 - R_\phi^2) \sqrt{A_1 - B_1} \ln \left(\frac{R_\phi c + R_n}{2} \right)} \right] \frac{R_n^2 - R_\phi^2}{2} \right\}, \quad (10)
\end{aligned}$$

где

$$\Delta p = p_0 - p_c$$

После прорыва воды в круговую галерею при пластическом режиме время перемещения ВНК от координаты R_ϕ находится из балансового соотношения:

$$t_2 = t_{нр} + \frac{m \delta \mu_n}{\kappa_0 \rho_0 \Delta p} \int_{R_\phi}^{R_1} \omega_4 R_\phi dR_\phi \quad (11)$$

Подставляя ω_4 из формулы (4) в соотношение (11), получим:

$$\begin{aligned}
t = t_{нр} + \frac{m \delta \mu_n A}{k \rho_0 \Delta p} \left\{ \frac{a_1 \left(\sqrt{A_1 - B_1} \ln R_1 - \sqrt{A_1 - B_1} \ln R_n \right) (R_1^2 - R_\phi^2)}{4B_1} + \right. \\
\left. + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2 \left(\sqrt{A_1 - B_1} \ln R_1 - \sqrt{A_1 - B_1} \ln R_n \right)}{2B_1} - \right. \\
\left. - \frac{a_3 z_{нф}^2 (R_1^2 - R_n^2)}{2 \sqrt{A_1 - B_1} \ln \left(\frac{R_n + R_1}{2} \right)} \cdot \left(\frac{R_\phi^2}{2} \ln \frac{R_1}{R_\phi} - \frac{R_1^2 + R_\phi^2}{4} \right) + \right. \\
\left. + \frac{2a_2 z_{нф} (R_n - R_1)}{R_1 + R_n} \frac{\sqrt{R_n^2 - \left(\frac{R_n + R_1}{2} \right)^2}}{\sqrt{A_1 - B_1} \ln \left(\frac{R_n + R_1}{2} \right)} \times \right. \\
\left. \times \left(\sqrt{R_n^2 - R_\phi^2} - \sqrt{R_n^2 - R_1^2} \right) \right\}, \quad (12)
\end{aligned}$$

где

$$t_{np} = \frac{m \delta \mu_n}{k \rho_0 \Delta p} \left\{ \left(\frac{R_n^2 + R_1^2}{4} \right) - \frac{R_1^2}{2} \ln \frac{R_1}{R_n} + A \left[\frac{a_1}{2B_1} + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2}{2B_1 (R_n^2 - R_1^2)} \right] \times \right. \\ \times \left(\sqrt{A_1 - B_1 \ln R_n} - \sqrt{A_1 - B_1 \ln R_1} + \frac{2a_2 z_{нф} (R_1 - R_n)}{\sqrt{R_n^2 - R_1^2}} \frac{\sqrt{R_n^2 - [(R_1 + R_n)]^2}}{\sqrt{A_1 - B_1 \ln [(R_1 + R_n)/2]}} + \right. \\ \left. \left. + \frac{a_3 z_{нф}^2 R_n^2 (R_n^2 - R_1^2)}{2 (R_n^2 - R_1^2) \sqrt{A_1 - B_1 \ln [(R_1 + R_n)/2]}} \right] \frac{R_n^2 - R_1^2}{2} \right\}$$

Аналогичные формулы получаются для условий рисунка (б, в).

Имея параметрические зависимости $G_1^y(R_\phi)$, $G_2^y(R_\phi)$, $G_1^n(R_\phi)$, $G_2^n(R_\phi)$ и $t_1(R_\phi)$, $t_2(R_\phi)$ по формулам (1) — (4), (9), (12) можно построить зависимость дебита во времени $G(t)$ до прорыва воды в галерею и после него при упругом и пластическом режимах фильтрации.

Полученные зависимости показывают, что при вытеснении нефти водой в пластах с упругими и пластическими деформируемыми породами (при $p_0 > p$) сопротивление движению увеличивается за счет обратимых и необратимых изменений проницаемости. Подобное влияние наблюдается как в зоне фильтрации однородной жидкости, так и в зоне фильтрации двухфазного потока.

Анализ полученных аналитических решений (1) — (4), (9), (12) показывает, что учет обратимых и необратимых изменений проницаемости при вытеснении нефти водой в круговую галерею приводит к значительному завышению дебита залежи и, следовательно, занижению сроков ее разработки по сравнению с фактическим.

Литература

1. Абасов М. Т., Горбунов А. Т., Шахвердиев А. Х. Определение параметров пластов при пластическом режиме фильтрации. — Нефтепромысловое дело, 1981, № 5, с 3—6.
2. Борисов Ю. П. К гидродинамическим расчетам дебитов и давлений при режимах вытеснения нефти водой (учет фазовых проницаемостей). — НТС по добыче нефти, ВНИИ, 1959, вып. 3.
3. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1981, с. 239.
4. Орлов В. С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. — М.: Недра, 1971, с. 318.

Э. Х. Шахвердиев

ЕЛАСТИКИ ВӘ ПЛАСТИКИ СУЗҮЛМӘ РЕЖИМЛӘРИНДӘ МАЈЕНИН ДАИРӘВИ ГАЛЕРЕЈАЈА СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫ ЗАМАНЫ ДЕБИТИН ҺЕСАБЛАНМАСЫ

Мәгаләдә субасгысы үсүлү илә мајенин даирәви галерејаја сыхышдырылмасы заманы дебитин һесапланмасына даир һесаблама дүстурлары верилир. Бу мәселәнин һәл-линдә лајын фаза кечиричилији вә зоналар үзрә мүтләг кечиричилијин деформасија нәтиҗәсиндә дәјишмәси нәзәрә алынмышдыр. Нәтиҗә дүстурлары көстәрир ки, еластики вә пластики деформасијаларын тәсирини нәзәрә алмасаг, һесапланма нәтиҗәсиндә алынған дебитин гијмәти фактики гијмәтдән бөјүк, лајын ишләмә мүддәти исә фактики мүддәтдән кичик алыншыр.

A. H. Shakhverdiev

FLUID PRODUCTION CALCULATION IN TIME BEFORE AND AFTER WATER BREAK-THROUGH INTO A CIRCULAR GALLERY AT ELASTIC AND PLASTIC FILTRATION DRIVES

The given article considers a fluid production calculation in time before and after water break-through into a circular gallery taking into account phase permeabilities in a zone of «water - oil» mixture, and also reversible and irreversible permeability changes to corresponding zones are considered. As an example a circular injecting-producing gallery system is selected.

Analysis of analytical solutions obtained shows that disregarding of reversible and irreversible permeability changes in the process of oil displacement by water into the circular gallery leads to a considerable overestimation of a deposit production and, consequently, to an underestimation of its development terms in comparison to real production and terms.

УДК 622.276.1/4.001

Л. Б. ЛИСТЕНГАРТЕН, Е. С. КОГАН, А. А. КРУПНИК,
 О. Э. КАРАШ, Р. А. АКОПЯН

К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

При проведении различных мероприятий с целью интенсификации отбора нефти возникает необходимость оценки эффективности воздействия. Распространенным в настоящее время способом определения эффективности воздействия является сравнение фактического состояния залежи (добычи нефти, обводненности и т. п.), связанного с проведением воздействия, с тем состоянием, которое было бы в случае, если бы воздействие не проводилось. При этом обычно сравниваются фактические показатели с прогнозными. Существенным препятствием к оценке эффективности воздействия таким путем является противоречие, заключающееся в том, что, с одной стороны, эффект от воздействия зачастую может быть фактически обнаружен (по изменению абсолютных показателей) лишь по истечении достаточно продолжительного интервала времени, а с другой стороны, с увеличением интервала экстраполяции возрастает и погрешность прогноза. Последнее обстоятельство может привести к неопределенности (разбросу) в величинах, оценивающих эффект, и обуславливает актуальность использования принципов теории принятия решения для выбора требуемой оценки.

Вышесказанное обуславливает необходимость использования, наряду с существующими и альтернативных подходов к оценке эффективности воздействия. В качестве одного из таких подходов может быть использован анализ динамических рядов месячных производительностей скважин по нефти.

Зачастую уровни динамических рядов дебитов скважин колеблются. При этом тенденции изменения дебитов во времени могут быть завуалированы или скрыты случайными отклонениями в ту или иную сторону.

Для выявления этих тенденций обычно используются методы анализа динамических рядов. Одним из приемов подобного анализа является метод темпов роста [1]. В теории динамических рядов под темпом роста (коэффициентом роста) α_t обычно понимают отношение последующего уровня динамического ряда к предыдущему

$$\alpha_t = Q_t / Q_{t-1}, \quad (1)$$

где Q_t, Q_{t-1} — фактические производительности по нефти анализируемого объекта.

Для динамических рядов дебитов нефти величина темпа роста α связана с коэффициентом падения κ простым соотношением

$$\alpha = 1 - \kappa \quad (2)$$

При использовании этих показателей оценка эффективности воздействия может быть сведена к установлению факта изменения коэффициента падения дебита в лучшую сторону (уменьшения κ) в результате воздействия. И поскольку даже резкие изменения уклона кривой добычи могут сказаться на изменении ее абсолютной величины лишь по истечении некоторого интервала времени, то эффект от воздействия может быть установлен по изменению величины α или κ значительно оперативнее, чем по изменению фактической величины добычи.

Средние значения коэффициентов роста до и после проведения мероприятия могут быть вычислены как средние геометрические [1]:

$$\alpha = \alpha_{1n} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n \alpha_i} = \sqrt[n-1]{Q_n / Q_1} \quad (3)$$

Поскольку выбор начального и конечного уровней добычи нефти в некоторой степени произволен (зависит от исследователя), то в качестве осредненного коэффициента роста, не зависящего от выбора начального и конечного уровней, может быть выбрана величина, осредненная по всем возможным сочетаниям начальных и конечных уровней динамического ряда, а именно:

$$\bar{\alpha} = \sqrt{\frac{n(n-1)}{2}} \sqrt{\prod_{i=1}^n \prod_{j=i+1}^n \alpha_{ij}}, \quad (4)$$

где $\alpha_{ij} = \sqrt[j-i]{Q_j / Q_i}$ — средний коэффициент роста для начального уровня добычи Q_i и конечного — Q_j .

Тогда средний коэффициент падения можно определить двумя способами:

$$\kappa = 1 - \alpha; \quad \bar{\kappa} = 1 - \bar{\alpha} \quad (5)$$

для интервалов динамических рядов до (κ_1 и $\bar{\kappa}_1$) и после (κ_2 и $\bar{\kappa}_2$) воздействия.

Для нахождения этих величин могут быть использованы и методы аналитического выравнивания [2].

Так, коэффициент падения κ из соотношения

$$Q_t = (1 - \kappa) Q_{t-1} \quad (6)$$

может быть оценен с использованием данных об изменении Q_t, Q_{t-1} за некоторый период времени различными методами:

— минимизация суммы квадратов отклонений (рис. 1)

$$OA^2 = [Q_t - (1 - \kappa) Q_{t-1}]^2 \quad (7)$$

(метод наименьших квадратов — МНК) приводит к соотношению

$$\kappa = 1 - \frac{\sum_{t=1}^n Q_t Q_{t-1}}{\sum_{t=1}^n Q_{t-1}^2}; \quad (8)$$

— минимизация суммы квадратов длин перпендикуляров, опущенных из точки с координатами (Q_{t-1}, Q_t) на линию регрессии (рис. 1) $Q_t = (1-\kappa) Q_{t-1}$ (норма ортогональной регрессии — ОР)

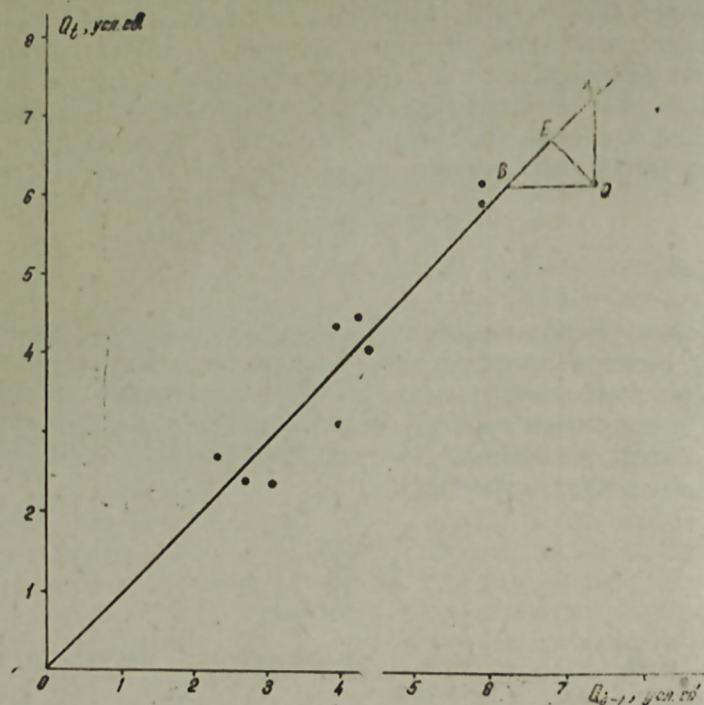


Рис. 1. Оценка коэффициента падения методами аналитического выравнивания

$$OE^2 = \frac{[Q_t - (1-\kappa) Q_{t-1}]^2}{1 + (1-\kappa)^2} \quad (9)$$

приводит к соотношению

$$\kappa = 1 - \frac{Q_n^2 - Q_1^2 + \sqrt{(Q_n^2 - Q_1^2)^2 + 4 \left(\sum_2^n Q_t (Q_{t-1})^2 \right)}}{2 \sum_2^n Q_t \cdot Q_{t-1}}; \quad (10)$$

— минимизация суммы площадей треугольников невязки АОВ (рис. 1)

$$\frac{1}{2} |OA \cdot OB| = \frac{1}{2} \frac{[Q_t - (1-\kappa) Q_{t-1}]^2}{1-\kappa} \quad (11)$$

(норма единой регрессии — ЕР) приводит к соотношению

$$\kappa = 1 - \sqrt{\frac{\sum_2^n Q_t^2}{\sum_2^n Q_{t-1}^2}} \quad (12)$$

Оценивая κ_1 и κ_2 по каждому из соотношений (5), (8), (10), (12), можно получить множество альтернативных оценок коэффициентов падения.

В качестве иллюстрации рассмотрим применение методов анализа динамических рядов для оценки эффективности регулирования системы заводнения в одном из блоков месторождения Сангачалы-море—Дуваный-море—о. Булла. В результате приконтурного заводнения, проводившегося на залежи с 1973 г., фронт вытеснения неравномерно переместился к линии первого добывающего ряда. Для борьбы с языкообразованием с конца 1981 г. на залежи был проведен комплекс мероприятий по регулированию системы заводнения (изменение направлений фильтрационных потоков, циклическое заводнение и заводнение с применением ПАВ в отстающей части фронта вытеснения). Анализу был подвергнут ряд фактической добычи нефти по группе скважин первого от линии нагнетания добывающего ряда за 1981—1982 гг. Полученные оценки коэффициентов падения дебита для скважин этого ряда до и после начала проведения мероприятий приведены в таблице.

Использование соотношения	Коэффициент падения добычи		$\kappa_1 - \kappa_2$	
	до проведения мероприятий (κ_1)	после проведения мероприятий (κ_2)		
(5) СКП	κ	0,0520	0,0235	0,0285
	κ	0,0456	0,0216	0,0240
(8) МНК		0,0537	0,0323	0,0214
(10) ОР		0,0520	0,0237	0,0283
(12) ЕР		0,0519	0,0235	0,0284

Таким образом, предлагаемый метод позволяет на основе сравнительно небольшого числа данных эксплуатации скважин получить качественную оценку эффективности или неэффективности рассматриваемого процесса.

При необходимости количественной оценки эффекта возникает проблема, связанная с тем фактом, что даже в рамках единой концепции коэффициента роста (падения) определение последнего различными методами может привести к различным результатам. К этим же особенностям может привести и выбор начальной точки отсчета прогноза по зависимости $Q_t = \alpha Q_{t-1}$. Эта ситуация связана с неопределенностью или недостоверностью информации о возможной количественной оценке эффекта и поскольку лицо, принимающее решение (ЛПР), не располагает возможностью получения дополнительной информации об этой величине, то возникающая ситуация соответствует игре с природой или статистической игре.

Задача оценки эффекта сводится к принятию одной из оценок α в условиях риска, связанного с неизвестным (одним из возможных) состоянием природы (объекта). В этих условиях задача принятия решения о величине эффекта зависит от позиции ЛПР [2].

Так, придерживаясь байесовской стратегии, обеспечивающей минимальный средний риск (байесовский принцип), ЛПР может выбрать

в качестве величины эффекта от проведения мероприятия среднее значение оценки:

$$a = \sum_{i=1}^n q_i a_i,$$

где a_i — возможные оценки эффекта различными методами (разница между прогнозными и фактическими состояниями);

q_i — вероятности состояний природы, которые могут быть определены при помощи экспертных оценок, или же в случае невозможности предпочтения ни одной из возможных гипотез, когда они все представляются равноправными, естественным является назначение всех вероятностей равными (принцип недостаточного основания Лапласа);

$$q_1 = q_2 = \dots = q_n = 1/n.$$

Существуют и другие стратегии выбора оценки эффекта. Так, в ситуации, продиктованной принципом крайнего пессимизма (принцип Вальда), в оценке обстановки в качестве эффекта может быть принята минимальная величина:

$$a = \min \{a_1, a_2, \dots, a_n\}.$$

Принцип Вальда рекомендует в условиях неопределенности получать гарантированную в любых условиях оценку. Нечто среднее между крайним пессимизмом (всегда рассчитывают на худшее) и легкомысленным оптимизмом (все происходит наилучшим образом) рекомендует выбирать принцип пессимизма—оптимизма Гурвица. Эта оценка имеет вид:

$$a = \alpha \min \{a_1, \dots, a_n\} + (1 - \alpha) \max \{a_1, \dots, a_n\}.$$

При $\alpha = 1$ и $\alpha = 0$ он превращается в критерии крайнего пессимизма и крайнего оптимизма, соответственно. Обычно выбор здесь зависит от субъективной позиции ЛПР. Однако, несмотря на это, использование различных оценок может оказаться полезным, особенно в случае близости оценок, произведенных на основании различных принципов. Если же выбранные оценки противоречивы, то тем самым создается ситуация для привлечения дополнительного анализа полученного решения с выявлением его сильных и слабых сторон. Но в этом случае анализ величины эффекта, произведенный на основе различных принципов, создает условия для более обоснованного выбора оценки (на базе того или иного принципа), чем в ситуации, характерной для волевого выбора, исходящего из неформулированного (интуитивного) принципа.

Использование различных принципов выбора оценки эффекта от воздействия может быть проиллюстрировано на примере рассмотренного выше участка. Гистограмма распределения оценок эффекта, произведенных на основе различных значений коэффициента падения (см. таблицу) с использованием различных начальных точек динамического ряда дебитов нефти, приведена на рис. 2.

Значения оценок эффекта на основе байесовской стратегии с учетом принципа недостаточного основания Лапласа (наиболее вероятное

значение оценки) $a=42,0$ усл. ед.; гарантированная оценка крайнего пессимизма Вальда $a=24,7$ усл. ед.; максимально возможная оценка крайнего оптимизма $a=57,5$ усл. ед. позволяют указать значение

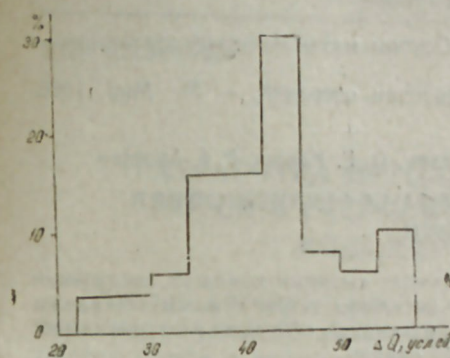


Рис. 2. Гистограмма распределения оценок эффекта различными способами

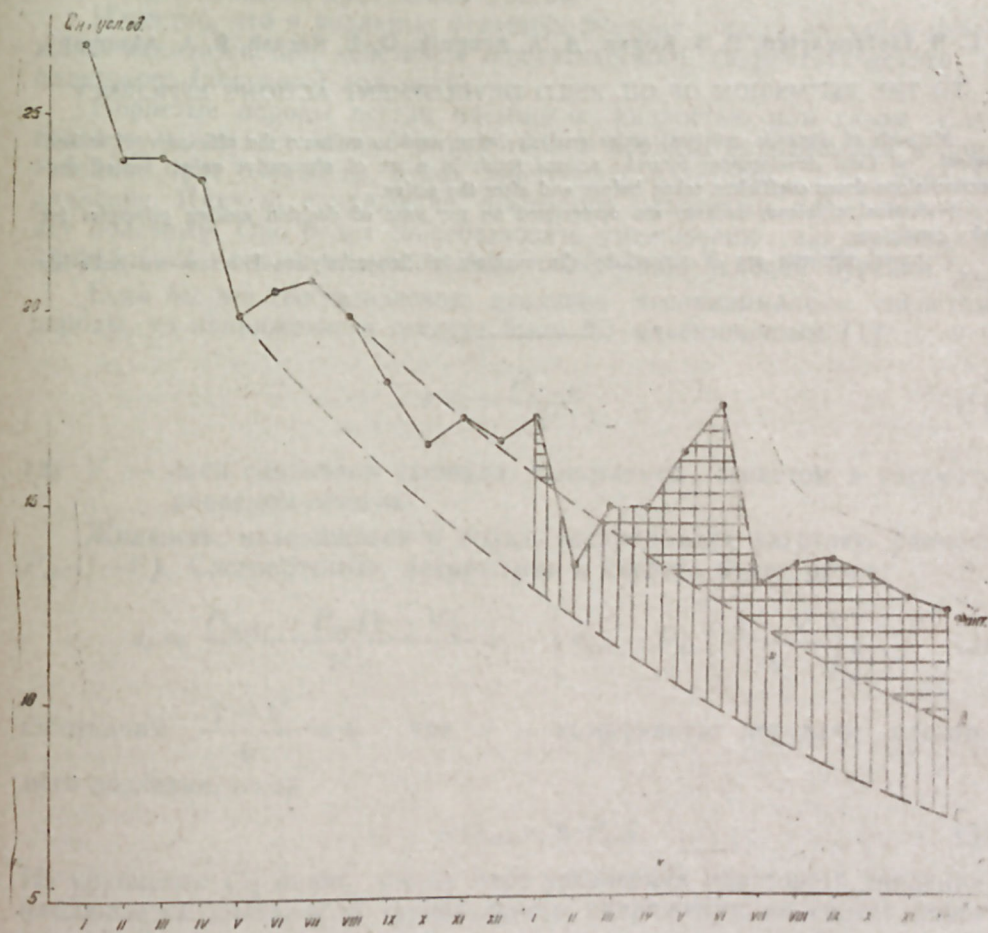


Рис. 3. Прогнозные кривые пессимистической (A) и оптимистической (B) оценок эффекта

Следовательно, по мере приближения пластового (порового) давления к геостатическому напряженное состояние скелета будет стремиться к равномерному всестороннему сжатию.

Следует отметить, что при действии давления столба промывочной жидкости и пластовой (поровой) жидкости на породу, находящейся в призабойной зоне, значительное влияние оказывают физико-механические свойства как промывочной жидкости, так и пластовой.

Таким образом, вышесказанное указывает, что при выборе модели, характеризующей напряженное состояние породы на забое скважины, для проведения экспериментальных исследований по изучению процессов разрушения горных пород необходимо учитывать геостатическое, поровое и гидростатическое давление столба промывочной жидкости. Чтобы выяснить совместное влияние указанных давлений на напряженное состояние пород, были проведены экспериментальные исследования методом вдавливания цилиндрического штампа [2]. При проведении опытов поровое давление в образце создавалось трансформаторным маслом, аналогично используемому для создания гидростатического давления.

В первой серии опытов ставилась цель выяснить влияние порового давления на механические характеристики пород. Для этого были выбраны три схемы нагружения горных пород.

В первой схеме образец полностью изолировался со всех сторон [3]. Во второй схеме нагружения изолировались боковая поверхность и нижний торец образца, а верхний оставался открытым [4]. В третьей схеме нагружения изолировались боковые поверхности и верхний торец образца, а с целью создания порового давления нижний торец образца оставался открытым.

При проведении опытов во всех трех схемах нагружения на верхний торец образцов создавалось геостатическое давление, равное 100 МПа, а пластовое давление поддерживалось: в первой и во второй схемах нагружения — 0,1 МПа, а в третьей схеме оно изменялось от 0,1 до 100 МПа. Результаты этих опытов приводятся на рис. 1 и в таблице.

$P_{гид}$ МПа	Верхний торец образца изолирован				Верхний торец образца не изолирован			
	$P_{гид} 10^7, Н/м^2$		$P_{тек} 10^7, Н/м^2$		$P_{гид} 10^7, Н/м^2$		$P_{тек} 10^7, Н/м^2$	
	Пластовое давление, МПа							
	0,1	40	60	100	0,1	40	60	100
100	229,3	127,4	108,3	90,1	120,4	7,7	5,0	4,2
					44,6			
					5,5			

Примечание: твердость и предел текучести песчаника в атмосферных условиях равны: $45,9 \cdot 10^7$ Н/м² и $39,2 \cdot 10^7$ Н/м², соответственно; $K_p = 20\%$, $K_{пр} = 590 \cdot 10^{-15}$ м²

Как видно из таблицы, наибольшее значение твердости и предела текучести пород получено в первой схеме нагружения, т. е. при полной изоляции образца от жидкости, создающей всестороннее давление. При значении $P_{гид} = 100$ МПа и $P_{пл} = 0,1$ МПа твердость и предел текучести пород были равны: $229,3 \cdot 10^7$ и $120 \cdot 10^7$ Н/м², соответственно.

При испытаниях во второй схеме нагружения значения твердости и предела текучести пород оказались наименьшими. Так, при значении

ях $P_{гид} = 100$ МПа и $P_{пл} = 0,1$ МПа твердость была равна $44,6 \cdot 10^7$ Н/м², а предел текучести $5,5 \cdot 10^7$ Н/м², что меньше их значений в атмосферных условиях $45 \cdot 10^7$ и $39,2 \cdot 10^7$ Н/м², соответственно. Такое снижение механических характеристик пород происходит в результате фильтрации жидкости через верхний торец образца на всю его длину под полным перепадом давления.

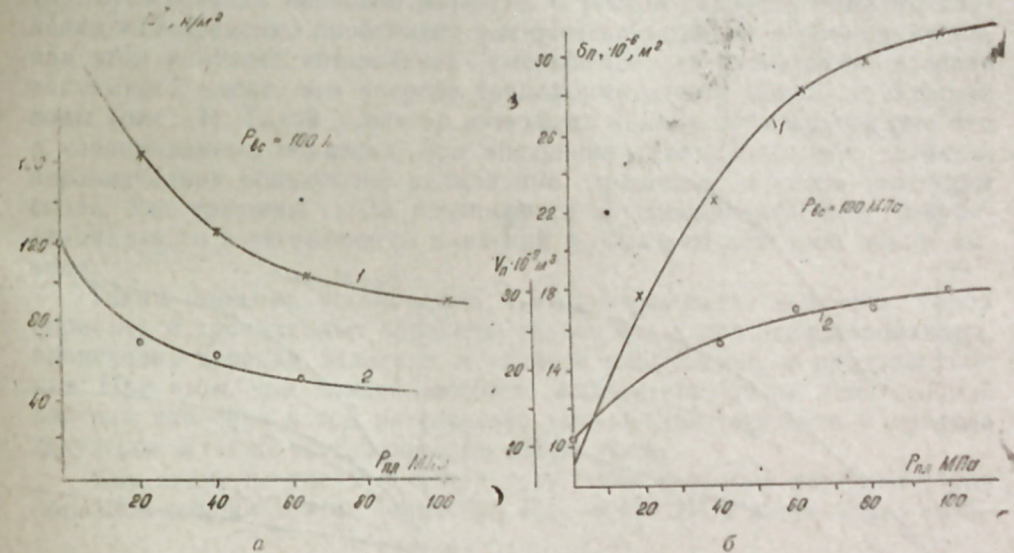


Рис. 1. Изменение твердости (1), предела текучести (2) (а), площади (1) и объема (2) зон разрушения (б) в зависимости от пластового давления

Результаты опытов по третьей схеме нагружения (см. таблицу и рис. 1) показывают, что наличие пластового давления в породе значительно изменяет условия разрушения горных пород. Так, при $P_{гид} = 100$ МПа увеличение порового давления от 0,1 до 100 МПа приводит к уменьшению твердости от $229,3 \cdot 10^7$ до $90,1 \cdot 10^7$ Н/м², предела текучести — от $120 \cdot 10^7$ до $46,2 \cdot 10^7$ Н/м² и уменьшению площади и объема лунки от $9,4 \cdot 10^{-6}$ до $31 \cdot 10^{-6}$ м² и от $1,1 \cdot 10^{-9}$ до $28,5 \cdot 10^{-9}$ м³, соответственно.

Следует подчеркнуть, что твердость пород при $P_{гид} = P_{пл} = 100$ МПа почти в два раза больше, чем твердость пород в атмосферных условиях.

Этот факт свидетельствует о том, что наличие порового давления неполностью снимает эффект геостатического давления, т. е. коэффициент разгрузки меньше единицы.

Цель второй серии опытов заключалась в следующем:

а) большинство исследователей при проведении опытов с пористыми и проницаемыми породами изолировали верхний торец образцов и считали, что этим достигается непроницаемость породы. В связи с этим следует выяснить, происходит ли фильтрация жидкости и перепад давления в зонах разрушения и предразрушения при изоляции верхнего торца образцов;

б) разработать методику проведения опытов и схемы нагружения образца, характеризующего напряженное состояние пород на забое

скважин с учетом воздействия геостатического, порового давлений и гидростатического давления столба промывочной жидкости и его фильтрации в области разрушения и предразрушения.

Для выяснения этих вопросов были изготовлены две партии образцов пород с одинаковыми петрофизическими характеристиками. Верхний торец и боковая поверхность образцов изолировалась и про-

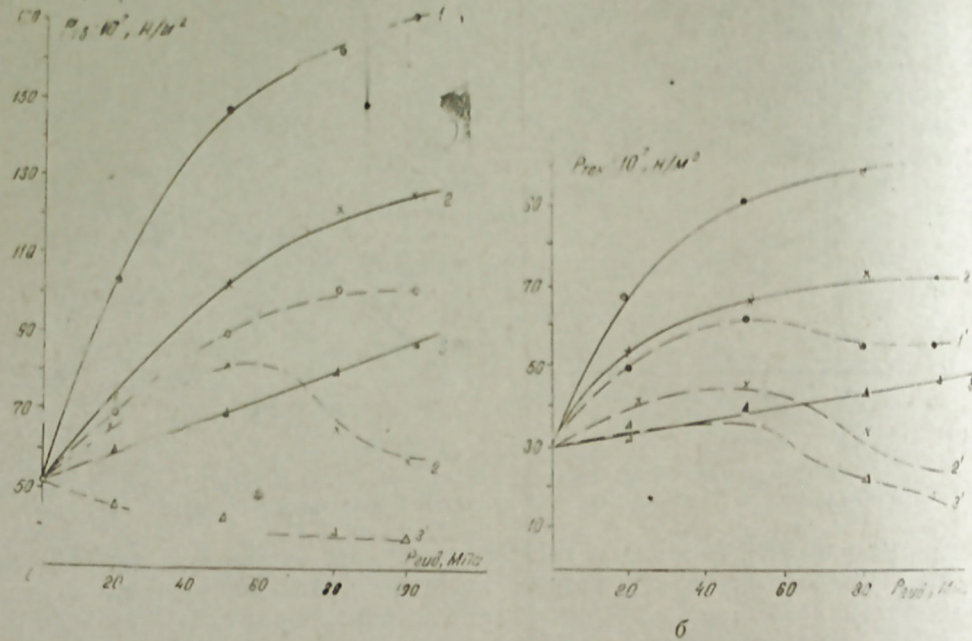


Рис. 2. Изменение твердости (а) и предела текучести (б) в зависимости от гидростатического давления, при $P_{пл} = 0,1$ МПа. Кривые 1, 2, 3 — вакуумное, трансформаторное масло и морская вода, соответственно (образец со всех сторон изолирован). Кривые 1', 2', 3' — жидкости те же (образец изолирован за исключением верхнего торца). $K_{пр} = 379 \cdot 10^{-15}$ м², $K_{п} = 15\%$

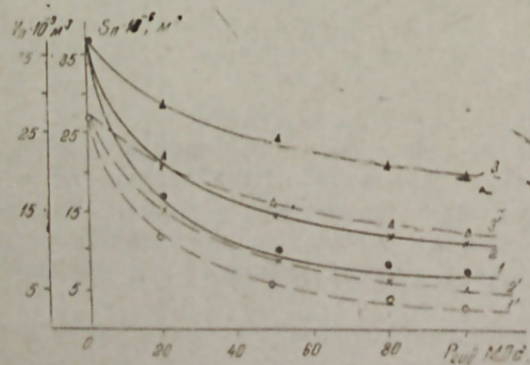


Рис. 3. Изменение площади и объема лунки (образец изолирован со всех сторон) песчаника в зависимости от гидростатического давления, при $P_{пл} = 0,1$ МПа. Кривые 1, 2, 3 — вакуумное, трансформаторное масло и морская вода, соответственно. Кривые 1', 2', 3' — жидкости те же (образец изолирован за исключением верхнего торца). $K_{пр} = 379 \cdot 10^{-5}$ м², $K_{п} = 15\%$. (Прямые линии — площадь, пунктирные — объем лунки).

водились опыты с жидкостями различного физико-механического состава.

Результаты этих опытов приведены на рис. 2, 3. Как видно из рис. 2, с ростом гидростатического давления (при $P_{пл} = 0,1$ МПа) твердость и предел текучести песчаника при воздействии вакуумных масел с высокой вязкостью увеличивается более интенсивно (кр. 1), чем при воздействии трансформаторных масел (кр. 2) и морской воды (кр. 3), имеющих меньшую вязкость. С ростом гидростатического давления одновременно происходит уменьшение площади и объема лунки, при этом наиболее интенсивное уменьшение их происходит в среде вакуумного масла, чем в среде трансформаторного масла и морской воды (рис. 3). Такой характер изменения кривых объясняется тем, что в изолированных образцах, при внедрении цилиндрического штампа, первоначально образуются радиальные трещины, а затем трещины скола. Эти трещины скола развиваются в условиях действия дифференциального и угнетающего давлений и образуют основной объем вы-

скола. Таким образом, установлено, что при изоляции верхнего торца пористых и проницаемых образцов, также как и при неизолированных, происходит перепад давления в области разрушения и предразрушения. При этом, чем меньше вязкость жидкостной среды, тем больший перепад давления и тем интенсивнее уменьшение твердости и предела текучести, а также рост площади и объем лунки.

Как видно из рис. 2 и 3, при отсутствии изоляции верхнего торца образцов твердость этих пород при $P_{гид} = 100$ МПа значительно мень-

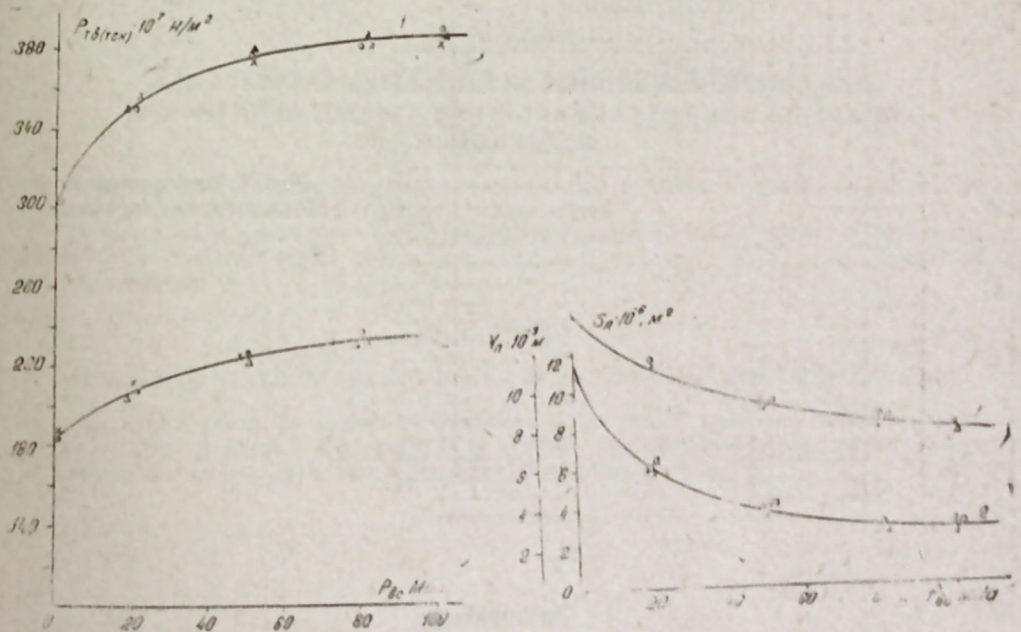


Рис. 4. Изменение твердости (1), предела текучести (2) (а), площади (1) и объема лунки (2) (б) от всестороннего давления, при $P_{пл} = 0,1$ МПа: 0, х, Δ — вакуумное, трансформаторное масло и морская вода, соответственно (порода непроницаемая).

ше, чем при наличии изоляции. Так, в среде вакуумного масла твердость составила: $57,2 \cdot 10^7$ Н/м², в среде трансформаторного масла составила $25,4 \cdot 10^7$, а при использовании морской воды — $19,0 \cdot 10^7$ против $51,0 \cdot 10^7$ Н/м² атмосферной твердости.

Аналогичные исследования проводились на непроницаемых породах при тех же жидкостях. Результаты этих исследований приведены на рис. 4.

Как видно из рис. 4, в непроницаемых образцах пород при использовании различных жидкостей при изоляции верхнего торца и при отсутствии изоляции образцов пород получены одни и те же показатели механических характеристик и параметров зон разрушения.

Таким образом, приведенное экспериментальное определение механических свойств пород при различных условиях нагружения показало, что в случае полной изоляции и отсутствия порового давления механические свойства пород получаются завышенными, а в случае отсутствия изоляции верхнего торца образца — заниженными. Реальную же схему нагружения при экспериментальном определении механических свойств пород, моделирующих забой скважины, можно получить при наличии геостатического, гидростатического и пластового давлений на изолированных образцах пород (рис. 5).

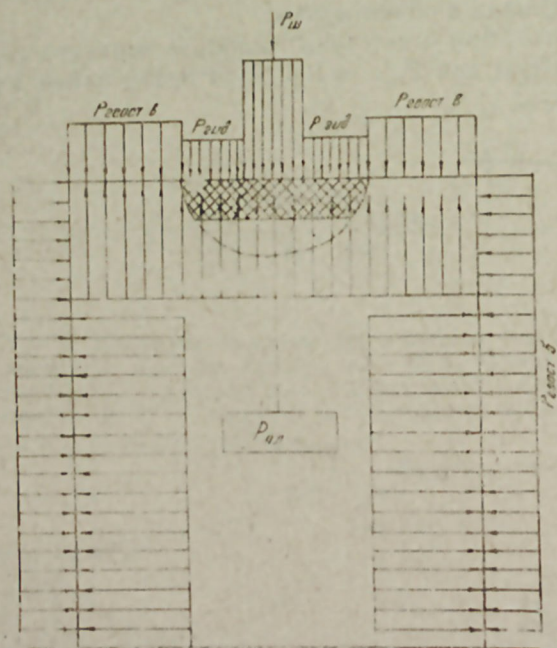


Рис. 5. Схема нагружения образца горной породы

Заключение

1. Впервые установлено, что при наличии полной изоляции пористых и проницаемых образцов пород от жидкостей, создающих всестороннее давление, не достигается непроницаемости их от воздействия гидростатического давления в области разрушения и предразрушения.

2. Предложена методика проведения опытов и схема нагружения образца, моделирующая напряженное состояние пород в реальных условиях забоя скважины и показано:

а) поведение пород под разрушающим инструментом существенным образом зависит от разности геостатического, порового давлений и перепада давления в области разрушения и предразрушения;

б) при внедрении индентора в изолированные образцы первоначально образуются радиальные трещины, а затем трещины скола и под действием гидростатического и порового (пластового) давлений происходит фильтрация жидкости в области разрушения и предразрушения. Эти трещины скола развиваются в условиях действия дифференциального давления;

в) перепад давления в области разрушения и предразрушения (на изолированных образцах) зависит от физико-механических свойств промывочной и пластовой жидкостей, петрофизических характеристик пород.

Литература

1. Сливак А. И., Попов А. Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. — М.: Недра, 1979.
2. Шрейнер Л. А. и др. Механические и абразивные свойства горных пород. — М.: Гостоптехиздат, 1958.
3. Булатов В. В. Механика разрушения горных пород при сверхглубоком бурении. — Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1966.
4. Фараджев Т. Г., Фаталиев М. Д. и др. Экспериментальное исследование напряженного состояния горных пород в условиях забоя скважины. — В кн.: Вопросы бурения нефтяных и газовых скважин АзНИИБурнефть. — Л.: Недра, 1965, вып. VII.

А. Э. Иманов

ДАГ СҮХУРЛАРЫНЫН МОДЕЛЛЭШДИРИЛМИШ ГУҮҮДИБИ ШЭРАИТИНДЭ ТЭДГИГИ ВЭ ЈУКЛЭНМЭ СХЕМИНИН ИШЛЭНМЭ МЕТОДИКАСЫ

Магалада даг сүхурларынын моделлэшдирилмиш гүүудиби шэраитиндэ тэдгиги вэ јуклэнмэ схеминин ишлэнмэ методикасы верилмишдир.

Бу методикаја эсасланагаг геостатик, лај тэјиглэри вэ килли мөһлулуи јаратдыгы гидростатик тэјигин биркэ тэ'сире нэтижесиндэ сүхурларын дагыдылма механизми көстөрилмишдир.

А. А. Иманов

INTENSIVE STATE OF MINING ROCKS IN THE BOTTOM HOLE CONDITIONS

The authors solved the problem of distribution of the vertical radial and tangent intensities at the intrusion of punch in the conditions of geostatic, pore pressures and hydrostatic pressure of flushing fluid column, on the base of the theory of elasticity.

УДК 622.011.4

Т. К. РАМАЗАНОВ, Г. И. КАЗАКЕВИЧ

ОСЕДАНИЕ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ, НАПРЯЖЕНИЯ И ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ВБЛИЗИ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН

Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и отбор воды из водонасыщенных горизонтов приводит к изменениям напряженно-деформированного состояния насыщенного жидкостью пласта и окружающего массива, а также их гидродинамических свойств. Значительные изменения давления жидкости, насыщающей поровое пространство, вызывают перемещение кровли и подошвы пласта и свободной поверхности окружающих массивов. Может случиться так, что свободная поверхность опустится на несколько метров. Примером служит оседание поверхности Земли в районе Уренгоя (Западная Сибирь), Локбатан (Азербайджанская ССР), в районе Лонг-Бич (США) — до 7,6 м. в связи с отбором нефти и газа из месторождений, или в районе города Мехико (Мексика) и города Бангкок (Таиланд) — на 2 м к 2000 г., в связи с отбором воды из подземных горизонтов через артезианские колодцы.

В [1, 2] исследовано напряженно-деформированное состояние упругой системы при заданных изменениях пластового давления вокруг линейного стока. Обратное влияние деформации на гидродинамические свойства пласта и граничащих с ним пород, а также на режим их работы рассмотрено в [3, 4].

Теория нелокально-упругого режима фильтрации [5, 7] впервые дала объяснение причины отклонения наблюдаемого порового давления от давления, теоретически предсказанного на основании традиционной теории упругого режима фильтрации.

В данной работе на основании теории нелокально-упругого режима фильтрации жидкости для случая одиночной скважины изучено изменение порового давления по мощности пласта, определены напряжения и перемещения на стенке скважины и опускание свободной поверхности окружающих пород.

1. Пусть горизонтальный насыщенный жидкостью пласт толщиной $2H$ находится между двумя упругими сплошными полупространствами $z > H$ и $z < -H$. Выберем систему цилиндрических координат (r, θ, z) , где ось z совпадает с осью скважины.

В упругих полупространствах выполняются уравнения равновесия упругой среды с коэффициентом Пуассона ν_1 и модулем упругости E_1 , в насыщенном пласте — линейризованные уравнения равновесия, неразрывности твердой и жидкой фаз, линейная связь между напряжениями и деформациями [7].

$$\Delta u + \frac{1}{1-2\nu} \text{grad div } u + \frac{2(1-\nu)S}{1-2\nu} \text{grad } P = 0, \quad (1.1)$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} + \frac{\beta_1}{3} \frac{\partial \theta^f}{\partial t} - \beta_1(1-m_0) \frac{\partial P}{\partial t} - (1-m_0) \frac{\partial}{\partial t} \text{div } u = 0, \quad (1.2)$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} + \beta_2 m_0 \frac{\partial P}{\partial t} + m_0 \text{div } w = 0, \quad (1.3)$$

$$\sigma_{ij}^f = 2G(u_{ij} + \frac{\nu}{1-2\nu} \text{div } u \cdot \delta_{ij}) - \varepsilon P \cdot \delta_{ij}, \quad (1.4)$$

где

$$S = \frac{(1-2\nu)(1-\varepsilon)}{2G(1-\nu)}, \quad G = \frac{E(1-m_0)}{2(1+\nu)}, \quad \varepsilon = (1-m_0)\beta_1 K, \quad (1.5)$$

$$\theta^f = \theta_{ij}^f \cdot \delta_{ij}, \quad u_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), \quad \delta_{ij} = \begin{cases} 1, & i=j \\ 0, & i \neq j \end{cases}$$

Здесь переменными величинами являются отклонения от начальных значений $u, \sigma_{ij}^f, w, m, r$, где u — смещения твердых частиц, σ_{ij}^f — компоненты эффективного тензора напряжений, w — скорость жидкости, m — пористость пласта, P — поровое давление, β_1, β_2 — коэффициенты изотермической сжимаемости твердой и жидкой фаз, $(1-m_0)K$ — модуль всестороннего сжатия скелета. Индекс «1» относится к окружающему массиву.

Распределение давления и напряжений в основном пласте и прилегающих горных породах будет симметрично относительно плоскости $z=0$. Пользуясь этим, напишем граничные условия:

$$u_z = 0, \quad \Gamma_{zz} = \Gamma_{rz} = 0, \quad \frac{\partial P}{\partial z} = 0, \quad (z=0) \quad (1.5)$$

$$u_z = u_z^{(1)}, \quad u_r = u_r^{(1)}, \quad \Gamma_{zz} = \Gamma_{zz}^{(1)}, \quad \Gamma_{rz} = \Gamma_{rz}^{(1)}, \quad \frac{\partial P}{\partial z} = 0,$$

где Γ_{ij} — полные напряжения $\Gamma_{ij} = \sigma_{ij}^f - P \cdot \delta_{ij}$.

Начальное напряженное состояние системы, состоящей из пласта и окружающих пород, определяется из решения задачи упругости без учета фильтрации [8].

$$\Gamma_{rr} = -q_\infty + (q_\infty - \Gamma_c) \frac{r_c^2}{r^2}, \quad (1.7)$$

$$\Gamma_{\theta\theta} = -q_\infty - (q_\infty + \Gamma_c) \frac{r_c^2}{r^2},$$

$$\Gamma_{zz} = -q_0,$$

где q_0, q_∞ — вертикальные и горизонтальные напряжения, Γ_c — радиальное напряжение на поверхности скважины.

2. Вертикальная компонента градиента давления меняется медленно с изменением z и удовлетворяет строгому неравенству $\frac{\partial P}{\partial r} \gg \frac{\partial P}{\partial z}$.

Поэтому решение системы (1.1) упрощается и при граничных условиях (1.6) имеет вид:

$$u_r = \int_0^{\infty} [A \operatorname{ch}(\xi z) + B \xi z \operatorname{sh}(\xi z)] W_1(r\xi) d\xi - S \int_0^{\infty} P^*(\xi, z_0, t) W_1(r\xi) d\xi, \quad (2.1)$$

$$u_z = \int_0^{\infty} [-A \operatorname{sh}(\xi z) + B[(3-4\nu) \operatorname{sh}(\xi z) - \xi z \operatorname{ch}(\xi z)]] W_0(r\xi) d\xi,$$

где

$$P^*(\xi, z_0, t) = -\xi^2 \int_0^{\infty} g(z, \eta) P^*(\xi, \eta, t) d\eta - \operatorname{ch}(\xi z) P^*(\xi, z_0, t),$$

$$P^*(\xi, z, t) = \frac{1}{J_1^2(r_c \xi) + Y_1^2(r_c \xi)} \int_{r_c}^{\infty} P(r, z, t) r W_0(r\xi) dr, \quad (2.2)$$

$$g(z, \eta) = -\frac{1}{\xi} \operatorname{sh} \xi(z-\eta) u(z-\eta), \quad W_1(r_c) = J_1(r_c \xi) Y_1(r_c \xi) - Y_1(r_c \xi) J_1(r_c \xi),$$

$$A = -\frac{B}{2C_1} \{ [4n(1-\nu) - C_1] e^{-2H\xi} + C_1(2H\xi - 3 + 4\nu) \} - S e^{-H\xi} P^*(\xi, z_0, t),$$

$$B = -\frac{2SC_1(n-1) \operatorname{sh}(H\xi) P^*(\xi, z_0, t)}{C_1[2(1-n)H\xi + |1+n(3-4\nu)| \operatorname{sh}(2H\xi)] + C_2 \exp(-2H\xi)}, \quad n = \frac{(1+\nu)E_1}{(1+\nu_1)E'}$$

$$C_1 = n + 3 - 4\nu_1, \quad C_2 = 8n(1-\nu)(1-\nu).$$

$u(z-\eta)$ — единичная функция, z_0 — фиксированная точка в промежутке $[0, H]$. Подставляя (2.1) в (1.4), найдем напряжения на стенке скважины:

$$\Gamma_{rr} = \frac{2GS}{\pi r_c} \left(\int_0^{\infty} \psi(\xi, z) [2\xi z \operatorname{th}(\xi z) - 2H\xi + 3 - \frac{4n(1-\nu) - C_1}{C_1} e^{-2H\xi}] P^* d\xi + \right. \\ \left. + 2 \int_0^{\infty} e^{-H\xi} \operatorname{ch}(\xi z) P^*(\xi, z_0, t) d\xi \right), \quad (2.3)$$

$$\Gamma_{\theta\theta} = -2GS \left(P - \frac{4\nu}{\pi r_c} \int_0^{\infty} \psi(\xi, z) P^*(\xi, z_0, t) d\xi \right), \quad \psi(\xi, z) = \frac{2B \operatorname{ch}(\xi z)}{SF^*(\xi, z_0, t)}$$

Из уравнений (1.2) и (2.1) определим объемную деформацию и пористость:

$$m = (1 - m_0) (1 - \beta_1 K) (\beta_1 P + e), \quad (2.4)$$

$$e = SP - 2S(1-\nu) \int_0^{\infty} \psi(\xi, z) P^*(\xi, z_0, t) \xi W_0(r\xi) d\xi.$$

Система уравнений (1.1) — (1.4) должна быть дополнена уравнением движения жидкости:

$$\frac{k_0}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} = -m_0 \left(w_r - \frac{\partial u_r}{\partial t} \right), \quad \frac{k_0}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z} = -m_0 \left(w_z - \frac{\partial u_z}{\partial t} \right), \quad (2.5)$$

где μ — вязкость жидкости, k_0 — проницаемость пласта.

Подставляя (2.4) и (2.5) в (1.3), получим интегродифференциальное уравнение специального вида:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(P - \alpha \int_0^{\infty} \psi(\xi, z) P^*(\xi, z_0, t) \xi W_0(r\xi) d\xi \right) = \frac{\alpha}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (2.6)$$

где

$$\alpha = 2S(1-2\nu) [(1-m_0)(1-\beta_1 K) + m_0] \alpha_1^{-1},$$

$$\alpha_1 = (1-m_0)(1-\beta_1 K)(\beta_1 + S) + m_0(\beta_2 + S).$$

3. Определим распределение напряжений и перемещений вблизи действующей скважины, работающей с постоянным дебитом. Если дебит скважины переменный, то можно выбрать такие последовательные промежутки времени $0 < t_1 < \dots < t_n$, что в каждом из них дебит будет постоянным.

Решение уравнения (2.6) при граничных условиях:

$$P = 0, \quad t = 0, \quad r \rightarrow \infty; \quad \frac{\partial P}{\partial r} = -\frac{Q\mu}{4\pi k_0 H r_c} \quad r = r_c \quad (3.1)$$

получается с помощью преобразования Вебера—Орра в следующем виде:

$$P = -\frac{2q}{\pi r_c} \int_0^{\infty} \frac{1 - \exp[-\alpha(\xi, z)\xi^2 t]}{\xi^2 [J_1^2(r_c \xi) + Y_1^2(r_c \xi)]} W_0(r\xi) d\xi, \quad (3.2)$$

$$\alpha(\xi, z) = \frac{x_0}{1 - \alpha\psi(\xi, z)}, \quad q = \frac{Q\mu}{4\pi k_0 H}.$$

На стенке скважины радиальное и окружное напряжения, а также перемещение кровли пласта определяются по формулам 2.1 и 2.3. Расчет по формулам (2.1), (2.3) и (3.2) проводился с использованием численных методов при следующих данных: $r_c = 10$ см, $x_0 = 10^4 \frac{\text{см}^2}{\text{сек}}$, $H = 2 \cdot 10^6$ см, $\alpha = 0,8$; $n = 0,1, 1,20$; $\nu = 0,2, 0,3$; $\nu_1 = 0,3, 0,2$.

Из расчетов табл. 1 следует, что при $n > 1$ возмущение порового

Таблица 1

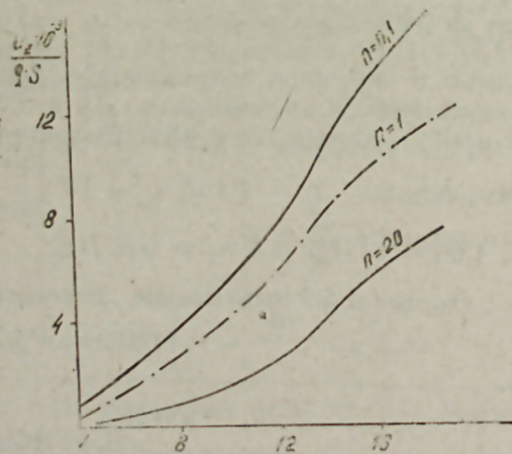
t, c	n = 0,1			n = 1	n = 20		
	z/H = 0	z/H = 0,5	z/H = 1		z/H = 0	z/H = 0,5	z/H = 1
1	2,721	2,591	2,449	2,723	2,704	2,840	2,993
10	3,839	3,647	3,582	3,860	3,887	4,083	4,152
10 ²	4,914	4,778	4,756	5,009	5,178	5,362	5,39
10 ³	6,0026	5,970	5,966	6,16	6,551	6,606	6,611
10 ⁴	7,15	7,147	7,147	7,300	7,622	7,626	7,626
10 ⁵	8,311	8,311	8,311	8,399	8,494	8,494	8,494
10 ⁶	9,5554	9,554	9,554	9,616	9,62	9,62	9,62

давления вблизи кровли будет больше, чем во внутренней области пласта. При $n < 1$ возмущение давления с ростом z уменьшается. Такая неравномерность распределения давления по мощности пласта часто является причиной преждевременного обводнения скважин и возникновения горизонтальных трещин вследствие концентрации напряжений.

На таблицах 2, 3 вычислены зависимости отклонений безразмерных нормальных напряжений $-\frac{\Gamma_{rr}}{qGS}$ и $-\frac{\Gamma_{\theta\theta}}{qGS}$ от отношений жесткости

окружающих массивов и насыщенного пласта при изменении порового давления по толще пласта. Отсюда видно, что касательное и радиальное напряжения при отборе жидкости ($q < 0$) из скважины положительные, а при закрытии скважины ($q > 0$) отрицательные. Однако при малых значениях n радиальное напряжение (табл. 2) на контакте между пластом и полупространством меняет знак. Отметим, что плоскости разрушения пласта определяются из условия Мора—Кулона [8]. Расчеты показывают, что при отборе жидкости разрушение пласта возникает на плоскости контакта между пластом и полупространством, а при закачке—на средней плоскости $z=0$. Как следует из расчетов при малых значениях n происходят обратные явления, так как изменения напряжений по толщине пласта уменьшаются.

Из рисунка видно, что при возрастании « n » безразмерное вертикальное перемещение кровли пласта увеличивается и зависит от упругих параметров пласта и радиуса скважины.



Зависимость вертикального перемещения кровли пласта u_z см от времени t , с

4. Предположим, что пороупругий насыщенный пласт намного тоньше упругой вышележащей породы $h \gg 2H$. Зададим начало координат на свободной поверхности и направим ось z вверх. Поставленная задача решается развитым методом [1, 6] с учетом конечного радиуса скважины r_c .

В этом случае возмущения порового давления в пласте и смещение свободной поверхности вышележащих пород определены в следующем виде [1, 6]:

80

Таблица 2

t, с	n = 0,1, z/H				n = 1, z/H				n = 20, z/H				
	0		1		0		1		0		1		
	0,5	0,75	0,95	1	0,5	0,75	0,95	1	0,5	0,75	0,95	1	
10 ²	0,074	0,122	0,203	-0,134	-4,82	0,047	0,091	0,237	1,104	0,053	0,111	0,351	2,261
10 ³	0,359	0,374	0,266	-0,836	-6,086	0,331	0,493	0,859	2,132	0,513	0,865	1,720	4,764
10 ⁴	0,765	0,697	0,331	-1,175	-6,598	1,291	1,548	2,073	3,485	2,419	3,052	4,261	7,644
10 ⁵	1,251	1,111	0,733	-0,834	-6,277	2,976	3,259	3,792	5,265	4,832	5,486	6,713	10,10
10 ⁶	2,166	2,023	1,641	0,069	-5,374	5,052	5,339	5,876	7,354	7,108	7,762	8,991	12,387
10 ⁷	3,685	3,543	3,161	1,589	-3,855	7,256	7,543	8,081	10,758	9,372	10,027	11,257	14,654
10 ⁸	5,568	5,426	5,044	3,472	-1,972	9,420	9,707	10,245	11,723	11,547	12,203	13,432	16,830
10 ⁹	6,949	6,808	6,704	4,854	-0,589	10,872	11,16	11,698	13,176	12,991	13,646	14,876	18,274

Таблица 3

t, с	n = 0,1, z/H				n = 1				n = 20, z/H			
	0		1		0		1		0		1	
	0,5	0,75	0,95	1	0,5	0,75	0,95	1	0,5	0,75	0,95	1
10 ²	7,622	7,337	6,415	3,878	7,72	7,769	7,824	7,976	8,576	8,576	9,662	9,662
10 ³	9,620	9,074	7,886	5,217	10,02	10,498	10,646	10,921	11,569	11,569	12,610	12,610
10 ⁴	11,393	10,773	9,511	6,811	13,32	13,696	14,002	14,060	14,610	14,610	15,613	15,613
10 ⁵	13,195	12,568	11,302	8,600	14,60	16,282	16,386	16,577	17,088	17,088	18,08	18,08
10 ⁶	15,154	14,527	13,261	10,567	16,80	18,572	18,675	18,863	19,37	19,37	20,361	20,361
10 ⁷	17,290	16,527	15,397	12,696	19,232	20,832	20,935	21,123	21,63	21,63	22,621	22,621
10 ⁸	19,438	18,811	17,545	14,862	21,368	22,992	23,10	23,281	23,79	23,79	24,778	24,778
10 ⁹	20,90	19,01	16,305	16,305	22,816	24,424	24,526	24,714	25,221	25,221	26,212	26,212

Таблица 4

r, c	B = 1, h = 10 ⁴ , cм			B = 10, h = 10 ⁴ , cм			B = 10, h = 10 ⁵ , cм			B = 10, h = 10 ⁶ , cм		
	10	10 ⁴	10 ⁵	10	10 ⁴	10 ⁵	10	10 ⁴	10 ⁵	10	10 ⁴	10 ⁵
	10	43,027	11,52	0,0051	5,703	1,082	0,00051	0,573	0,560	0,1087	0,060	0,059
10 ²	399,3	118,02	0,0458	54,18	11,05	0,00475	5,734	5,6010	1,081	0,598	0,582	0,107
10 ³	2780,5	1249,4	0,4621	396,82	122,65	0,0476	57,03	55,710	10,84	5,940	5,797	1,067
10 ⁴	11824,1	8236,8	4,789	1600,7	929,6	0,4670	541,79	530,33	110,46	56,903	55,62	10,84
10 ⁵	30333,3	25633,8	291,14	3618,3	2796,7	30,615	3968,7	3913,7	1226,5	426,4	419,8	119,54
10 ⁶	52838	47931,6	10495,4	5881,4	5039	1049,2	16008,6	15903,2	9297,7	1704,6	1680,5	939,6
10 ⁷	75900	70971,8	31471,2	8187,7	7342,6	3146,9	36278,7	36157,5	28067,9	3758,7	3744,4	2835,4
10 ⁸	94868	89937,8	50195	10085	9239,6	5018,9	54822,6	54699	46372,7	5614,4	5601,1	4667,2

$$P = - \frac{2q}{\pi r_c} \int_0^{\infty} \frac{1 - \exp[-\alpha(\xi) \xi^2 t]}{\xi^2 [J_1^2(r_c \xi) + Y_1^2(r_c \xi)]} W_0(r \xi) d\xi,$$

$$G_1 u_z^{(1)} = 2(1 - \nu_1) h \int_0^{\infty} \frac{e^{-h\xi} (1 + h\xi) P^*(\xi, t)}{B + h\xi - \Delta} \xi W_0(r \xi) d\xi.$$

где

$$\alpha(\xi) = \frac{\alpha_0}{1 - \alpha_0 \Phi(\xi)}, \quad \Phi(\xi) = 1 - \frac{B}{B + H\xi - \Delta}, \quad B = (1 - \nu_1^2) Eh/E_1 H,$$

$$\alpha_0 = \frac{2(1 + \nu_1)(1 - \beta_1 K - m_0)}{3\alpha_1 K}, \quad \alpha_1 = m_0 \beta_2 + [1 - \beta_1 K + m_0(1 - \beta_1)] K^{-1},$$

$$\Delta = h\xi e^{-2h\xi} (1 + 2h^2 \xi^2 + 2h\xi),$$

Расчеты проведены при $r = 10, 10^4, 10^5$ см; $h = 10^4, 10^5$ см, $H = 10^3$ см, $E/E_1 = 1; 0,1$. В результате получим, что с увеличением толщины вышележащего пласта и горизонтального расстояния от скважины уменьшается вертикальное перемещение его свободной поверхности (табл. 4). Это перемещение в значительной степени зависит от упругих параметров насыщенного жидкостью пласта и окружающих его горных пород, а также от дебита скважины и геометрии пласта. Таким образом, при фиксированном значении E_1 с уменьшением E заметно возрастает перемещение свободной поверхности.

Литература

1. Ентов В. М., Малахова Т. А. Об изменении напряженно-деформированного состояния горных пород при изменении давления в насыщенном жидкостью пласте. — Изв. АН СССР, 1974, № 6, с. 53—65.
2. Зазовский А. Ф. О напряженном состоянии насыщенного жидкостного пласта в окрестности эксплуатационной скважины. — Изв. АН СССР, МТТ, 1980, № 3, с. 111—119.
3. Ентов В. М., Марморштейн А. М., Малахова Т. А. Влияние изменения давления в пласте на гидродинамические характеристики соседних с ним пластов. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1977, № 4.
4. Рамазанов Т. К. Влияние изменения давления в пласте на его гидродинамические характеристики. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1979, № 1.
5. Николаевский В. Н. К изучению нелокальных эффектов при упругом режиме фильтрации в глубинных пластах. — ПМТФ, 1968, № 4, с. 35—38.
6. Николаевский В. Н., Рамазанов Т. К. Напряженно-деформированное состояние горного массива при нелокально-упругом режиме фильтрации жидкости в пласте. — Изв. АН СССР, 1977, № 3, с. 138—141.
7. Николаевский В. Н., Рамазанов Т. К. Напряженно-деформированное состояние пласта с учетом фильтрации. — Изв. АН СО СССР, 1982, № 5.
8. Желтов Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. — М.: Недра, 1975.

Т. Г. Рамазанов, Г. И. Казакевич

ИШЛЭНИЛЭН ГУЛУЛАРЫН ЭТРАФЫНДА КЭРКИНЛИКЛЭР ВЭ
ЖЕРДЭЖИШМЭЛЭР. ЖЕР СЭТНИНИН ЧӨКМЭСИ

Мөгалэдэ дэринликдэ жэрлэшэн мөсамэли лэйдэ тэзиглэр фэрги жарандыгда лэж вэ ону ахатэ едэн бүтөв мүнитин гаршылыгы тэ'сир мөсөлэси тэдгиг едилир. Нэтичэдэ гууу этрафындакы мүнитин кэркиклик вэзижэтнинин вэ жер сэтнинин жердэжшмэсинин системин («лэж + этраф мүнит») параметрлэриндэн вэ гуунун дебитиндэн асылылыгыны верэн аналитик ифадэлэр алынмышдыр.

Һәмчинин көстәрилик ки, ишләнилән гујунун әтрафында пластики деформасиянын мејдана чыхмасы вә онун мүстәвисинин тәјин едилмәси ләјдә кәркинликләрин пәјләзмәсәндән асылдыр.

T. K. Ramazanov, G. I. Kazakevich

EARTH'S SURFACE SETTLING, STRESSES AND DISPLACEMENTS NEAR THE OPERATING WELLS

This paper describes the dependence between saturated bed and continuous surroundings under the disturbance of pore pressure. The investigation allowed to find the analytical relationships between the stressed rocks and free Earth's surface settling and the parameters of system (reservoir+continuous rocks) and well production.

It is shown that the occurrence of plastic deformation and plane of plastic flow around the operating well depend on stress distribution in reservoir.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ
Жер елмләри серијасы, 1984, № 1
ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
Серия наук о Земле, 1984, № 1

УДК 622.691.4:532.5

К. Э. РУСТАМОВ

КЛАССИФИКАЦИЯ И ДИАГНОСТИРОВАНИЕ СТРУКТУР ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОТОКОВ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТРУБАХ

В настоящее время наблюдается всевозрастающий интерес к проблеме трубопроводной гидромеханики газожидкостных смесей. Достигнутые успехи значительно расширили представления о протекающих процессах при движении газожидкостных потоков в трубах и позволили выявить наличие существенных пробелов в этой области.

Ретроспективный анализ исследований совместного движения жидкости и газа по трубам свидетельствует, что в основном существующие представления базируются на данных экспериментальных исследований в лабораторных условиях, причем на трубах малого диаметра. Отсутствие единого научно обоснованного метода обработки опытных данных не позволяет эффективно использовать уже накопленный материал. В работе [1] справедливо отмечается, что до сих пор еще нет общепринятой классификации структурных форм течения двухфазных смесей, надежных способов определения границ между ними и ширины переходных зон. Нет надежных зависимостей для определения истинного содержания фаз и коэффициента гидравлического сопротивления. Имеющиеся зависимости противоречивы не только в количественной, но и в качественной оценке.

На наш взгляд, выработка последовательной трактовки динамических процессов в исследуемых системах неразрывно связана с глубоким анализом природы статистических закономерностей. Иначе говоря, представления о вероятностях поведения системы должны составить скелет будущей теории движения многофазных систем. Следует отметить, что статистический путь обуславливается не выбранным приемом, а самой природой объекта исследования, и, в первую очередь, невозможностью изоляции микропроцессов от макропроцессов, происходящих при движении двухфазных потоков.

В работе излагаются результаты статистического анализа экспериментальных исследований, проведенных в Стразклайдском университете (г. Глазго, Великобритания) в течение ряда лет при участии автора.

Описание экспериментальной установки и методика проведения эксперимента изложены в работе [2].

Вне зависимости от характера взаимодействия фаз, природы отдельных компонентов динамика газожидкостного потока определяется следующей функциональной зависимостью:

$$F(\pi_1, \pi_2, \pi_3, \pi_4, \pi_5, \pi_6) = 0, \quad (1)$$

$$\text{где } \pi_1 = \frac{\rho_{ж} U_{ж} d}{\mu_{ж}}; \pi_2 = \frac{U_{ж}^2}{gd}; \pi_3 = \frac{\rho_{ж} U_{ж}^2 d}{\sigma}$$

$$\pi_4 = \frac{U_r}{U_{ж}} = \frac{\beta}{1-\beta}; \quad \pi_5 = \frac{\rho_{ж}}{\rho_r}; \quad \pi_6 = \frac{\rho_{ж}}{\rho_r}$$

- ρ, U, μ — плотность, приведенная скорость и вязкость фаз соответственно;
 τ — коэффициент поверхностного натяжения;
 d — диаметр трубы;
 g — ускорение, создаваемое полем тяготения;
 $ж, г$ — индексы, соответствующие жидкой и газовой фазам.

1. В настоящее время классификация структурных форм течения газожидкостных потоков в трубах осуществляется на основе визуальных наблюдений в лабораторных условиях. Очевидно, что такой способ классификации страдает субъективизмом, что и определяет наличие большого числа расплывчатых терминов структур потока.

В работах [3—5] показано, что анализ структурных функций пульсаций давления при движении газожидкостных потоков в трубах позволяет произвести классификацию структур по поведению спектральных функций. Однако данный метод не получил широкого распространения в силу технических сложностей, возникающих при осуществлении такого способа, особенно в натуральных условиях, а также трудностей, связанных с фильтрацией результатов замера от помех, наводимых различными электрическими приборами, оборудованьями (насос, компрессор).

В этой связи в настоящей работе обсуждается возможность классификации структур потока при движении газожидкостных потоков в трубах методами главных компонент и кластерного анализа.

В методе главных компонент ищут некоррелированные линейные комбинации [6]:

$$Z_k = \sum_{i=1}^n a_{ki} \pi_i, \quad (k = 6), \quad (2)$$

дисперсии которых обладают особым свойством, а именно, расположены в убывающем порядке.

Для осуществления такого перехода к новым переменным необходимо использовать внутреннюю структуру матрицы исходных данных статистические свойства которых задаются ковариационной матрицей L .

Коэффициентами линейных комбинаций служат компоненты собственных векторов ковариационной матрицы L , а дисперсии главных компонент равны собственным числам этой матрицы $\sigma^2(Z) = \lambda_i$, которые удовлетворяют уравнению

$$|A - \lambda I| = 0 \quad (3)$$

степени $\kappa=6$ относительно λ . (I — единичная матрица). Некоторому значению λ_i соответствует собственный вектор a_i . Векторы — столбцы a_i удовлетворяют равенству:

$$Aa_i = \lambda_i a_i. \quad (4)$$

Извлеченные по данной схеме первые три главные компоненты, несущие 98,1% всей информации, имеют вид:

$$Z_1 = 0,526\bar{\pi}_1 + 0,579\bar{\pi}_2 + 0,573\bar{\pi}_3 - 0,238\bar{\pi}_4 + 0,015\bar{\pi}_5 - 0,044\bar{\pi}_6$$

$$Z_2 = 0,015\bar{\pi}_1 + 0,199\bar{\pi}_2 + 0,108\bar{\pi}_3 + 0,961\bar{\pi}_4 + 0,060\bar{\pi}_5 - 0,039\bar{\pi}_6$$

$$Z_3 = -0,309\bar{\pi}_1 + 0,132\bar{\pi}_2 + 0,072\bar{\pi}_3 - 0,099\bar{\pi}_4 + 0,931\bar{\pi}_5 - 0,067\bar{\pi}_6$$

Здесь: $\bar{\pi}_i = \pi_i / \pi_{i\max}$.

Первая главная компонента может быть названа «динамикой жидкостной фазы» — характеристика, тесно связанная с признаками π_1, π_2, π_3 , определяющими динамические характеристики жидкостной фазы. Заметим, что в целом при движении газожидкостных потоков в трубах процесс на 71% определяется динамическими характеристиками жидкостной фазы.

Вторую главную компоненту можно назвать «характеристикой газовой фазы». Данная компонента тесно связана с признаком π_4 . Вклад этой характеристики на динамику процесса невелик — 3,4%.

Процедура классификации осуществляется путем построения диаграммы рассеивания в координатах первых двух главных компонент (рисунок).

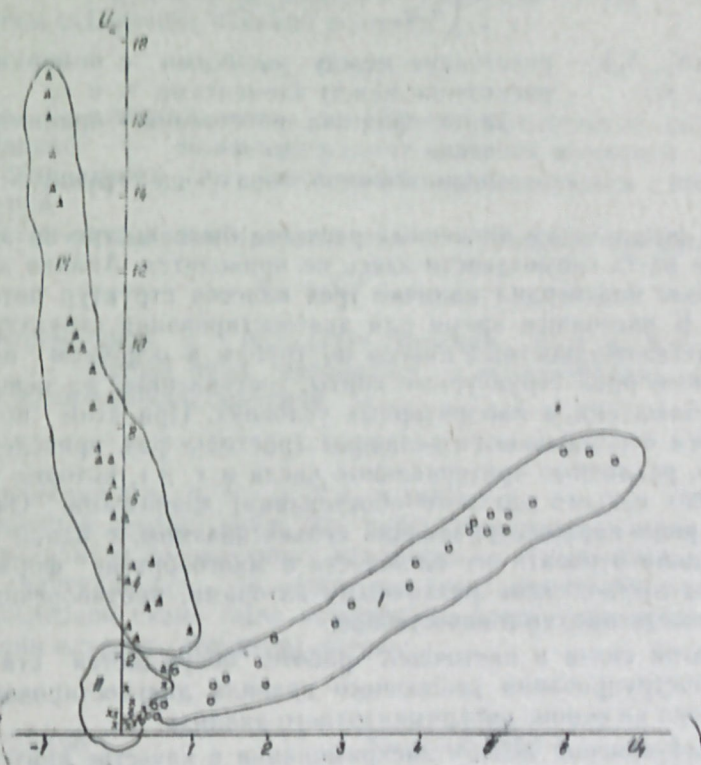


Диаграмма рассеивания (III способ стандартизации)

Как видно из приведенной диаграммы, при движении газожидкостных потоков в трубах различаются три класса. Отметим, что при этом визуально наблюдаемые структуры — пузырьковая, пробковая

снарядная объединяются в один класс (структура I), отдельная и слабо развитая волновая — в другой (структура II), сильно развитая волновая и кольцевая — в третий (структура III).

Данный результат был подтвержден исходом кластерного анализа. В качестве мер сходства был принят показатель расстояния в метрическом пространстве, который определялся в виде обобщенного расстояния махаланобисского типа, определенное в эквивалентном признаком пространстве:

$$\rho_0(\pi_i, \pi_j) = \sqrt{(\pi_i - \pi_j)' \Sigma^{-1} (\pi_i - \pi_j)}, \quad (5)$$

где: ' — символ транспонирования;
 Σ — ковариационная матрица генеральной совокупности, из которой извлекается наблюдение;
 Σ^{-1} — обратная матрица.

При конструировании кластер-процедуры в качестве расстояния между множеством объектов использовалась обобщенная формула Колмогорова:

$$\rho_r(S_e, S_M) = \left[\frac{1}{n_e n_M} \sum_{\pi_i \in S_e} \sum_{\pi_j \in S_M} \rho^r(\pi_i, \pi_j) \right]^{1/r}, \quad (6)$$

где $\rho_r(S_e, S_M)$ — расстояние между классами с номерами e и M ;
 $\rho(\pi_i, \pi_j)$ — расстояние между элементами π_i и π_j ;
 r — характеристика расстояния, принимающая значение от $-\infty$ до $+\infty$
 n_i — число объектов, образующее группу S .

По результатам численных расчетов была построена дендограмма, которая из-за громоздкости здесь не приводится. Анализ дендограммы полностью подтвердил наличие трех классов структур потока.

II. В настоящее время для диагностирования структурных форм течения газожидкостных смесей по трубам в основном используются различного рода структурные карты, составленные на основе визуальных наблюдений в лабораторных условиях. При этом по координатным осям откладываются величины (расходы фаз, приведенные скорости фаз, различные критериальные числа и т. д.), которые авторы считают (без всякого научного обоснования) значимыми. Очевидно, что такого рода карты, страдающие субъективизмом, с одной стороны, не в состоянии отразить все сложности и многообразие форм; с другой стороны, составленные различными авторами, противоречивы не только количественно, но и качественно.

В этой связи в настоящей работе обсуждается статистический путь конструирования решающего правила диагностирования структур потока на основе дискриминантного анализа.

В бейесовской модели дискриминации в качестве критерия классификации используется соотношение [6]:

$$Z' L^{-1} d - \frac{1}{2} (\mu_1 + \mu_2)' L^{-1} d > 0, \quad (7)$$

где L — общая для двух выборок ковариационная матрица;
 μ_1, μ_2 — векторы средних;

$d = \mu_1 - \mu_2$ — разность векторов средних;

Z — матрица исходных данных в терминах главных компонент.

Анализ средних значений и ковариационных матриц для всех трех классов известными приемами [7], позволил установить неоднородность средних значений и ковариационных матриц. Поэтому для построения линейных дискриминантных функций без ограничительных предположений о средних значениях и ковариационных матриц воспользуемся методом Гринхауза [8].

Пусть имеется две выборки с ковариационными матрицами S_1 и S_2 и векторами средних μ_1 и μ_2 .

В этом случае для нахождения матричного (векторного) коэффициента α дискриминантной функции $Y = \alpha' Z$ необходимо воспользоваться уравнением:

$$S_2 \alpha - \lambda S_1 \alpha = d, \quad (8)$$

где λ определяется из соотношения:

$$\lambda = \frac{\alpha' S_2 \alpha (\alpha' S_2 \alpha - \alpha' S_1 \alpha)}{\alpha' S_1 \alpha [\alpha' S_2 \alpha - \alpha' S_1 \alpha - (\alpha' d^2)]} \quad (9)$$

Если λ не является решением уравнения $|S_2 - \lambda S_1| = 0$, то из (8) имеем следующие неявные решения для α :

$$\alpha = (S_2 - \lambda S_1)^{-1} d, \quad (10)$$

Если λ — известное число, то (10) непосредственно дает значение α . Однако λ во всех ситуациях является функцией α . Поэтому для определения α необходимо воспользоваться итерационной процедурой.

В качестве начального приближения α можно принять:

$$\alpha_0 = S_2^{-1} d. \quad (11)$$

После определения α_0 находятся значения $\alpha_0' d$, $\alpha_0' S_1 \alpha_0$, $\alpha_0' S_2 \alpha_0$ и затем λ_0 . Первый цикл начинается с использования λ_0 для нахождения нового набора значений α :

$$\alpha_1 = (S_2 - \lambda_0 S_1)^{-1} d; \quad (12)$$

далее определяются $\alpha_1' d$, $\alpha_1' S_1 \alpha_1$, $\alpha_1' S_2 \alpha_1$ и затем λ_1 .

Так заканчивается первый цикл. Эта процедура продолжается до тех пор, пока различие в последующих значениях α или, точнее, в последующих значениях α_i / α_1 не станет так мало, как требуется.

По приведенной схеме было установлено следующее правило для дискриминации классов (структур) потока:

для класса I

$$Y_{12} \geq 422,0196$$

$$Y_{13} \geq 238,7363$$

для класса II

$$Y_{21} = -Y_{12} \geq -422,0196$$

$$Y_{23} \geq -3,5296$$

для класса III

$$Y_{31} = -Y_{13} \geq -238,7363$$

$$Y_{32} = -Y_{23} \geq 3,5296$$

Линейные дискриминантные функции могут быть выражены посредством основных критериальных соотношений:

$$Y_{12} = 6 \cdot 10^{-4} \pi_1 + 31,45 \pi_2 + 0,0139 \pi_3 + 1,3306 \pi_4 + 2,0086 \pi_5 - 0,0682 \pi_6;$$

$$Y_{13} = 3,8 \cdot 10^{-4} \pi_1 + 17,8427 \pi_2 + 8 \cdot 10^{-3} \pi_3 + 0,8896 \pi_4 + 0,2115 \pi_5 - 0,034 \pi_6;$$

$$Y_{23} = 2,8 \cdot 10^{-5} \pi_1 - 1,3234 \pi_2 - 5,9 \cdot 10^{-4} \pi_3 - 0,116 \pi_4 - 0,0047 \pi_5 + 0,0026 \pi_6;$$

По обучающейся выборке экзамен выдержали 92%, по новой — 83% взятой выборки.

Литература

1. Гужов А. И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. — М., Недра, 1973.
2. Rustamov K., Rooney D., Grattan E. Void fractions and pressure drops in large diameter horizontal tubes. — European Two-Phase Flow Group Meeting, Stockholm, 1978.
3. Hubbard M., Dukler A. Proc. of the 1966 Heat Transfer and Fluid Mechanics Inst. Stanford Univ., 1966.
4. Кутателадзе С. С. Пристенная турбулентность. — Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1973.
5. Simpson H., Rooney D., Grattan E., Al-Samarrae F. Flow pattern and pressure drops studies in large diameter horizontal tubes. — Report to NEL, Strathclyde Univ., 1977.
6. Налымов В. В. Теория эксперимента. — М., Наука, 1967.
7. Кульбак С. Теория информации и статистики. — М., Наука, 1967.
8. Greenhouse S. W. On the problem of discrimination between statistical population. — M. A. Thesis, George Washington Univ., 1954.

К. Э. Рустамов

ГОРИЗОНТАЛ БОРУЛАРДА ГАЗ-МАЈЕ АХЫНЫНЫН СТРУКТУРУНУН ТЭЈИНИ ВЭ ТЭСНИФАТЫ

Мәгаләдә статистик методдан истифадә едәрәк, газ-маје гарышығынын боруда һәрәкәти заманы онун структурунун тәснифатыны апармағын мүмкүн олдуғу кестәрилир вә онлары тәјин етмәк үчүн гәјдә тәклиф едилер.

К. Е. Rustamov

GAS-LIQUID MIXTURE HORIZONTAL PIPE FLOW PATTERNS CLASSIFICATION AND DIAGNOSTICATION

In the article the analysis of experimental data by statistical method is given. Generalized hydrodynamical parameters for the gas-liquid mixture flow in pipe are proposed. By the method of main components and cluster method the possibility of flow patterns classification is shown. Relationships for gas-liquid mixture flow patterns diagnosis are given.

УДК 622.279.23/4

Ш. Д. АБАСОВ

О ВЛИЯНИИ ФОРМЫ ЗАЛЕЖИ НА КОНДЕНСАТООТДАЧУ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НА УПРУГОВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Важным показателем разработки газоконденсатных залежей является степень извлечения из них конденсата. Опыт работы с газоконденсатными месторождениями показывает, что достигнутые коэффициенты конденсатоотдачи при эксплуатации залежей на естественных режимах колеблются в достаточно широких пределах. Поэтому представляется необходимым проведение комплекса исследований, направленных на изучение влияния различных природных и технологических факторов на добычу конденсата.

В [3—5] были представлены результаты отмеченных исследований при разработке газоконденсатных залежей на газовом режиме. Было показано влияние начальной конденсатонасыщенности, начального содержания конденсата в системе, превышения начального пластового давления над давлением начала конденсации на конденсатоотдачу залежей.

Существенный круг исследований по конденсатоотдаче проведен нами и для условий разработки газоконденсатных залежей на водонапорном режиме [6—7]. Установлено влияние проницаемости пласта, упругоэластичности законтурной водяной области, темпа дренирования залежи на коэффициент конденсатоотдачи (η_k). Исследования показали, что активность внедрения воды в продуктивную зону пласта оказывает существенное влияние на η_k . Поэтому, представляло интерес изучение влияния формы залежи (в качестве показателя формы в условиях полосообразного пласта принято отношение ширины залежи b к ее протяженности вдоль потока l) на коэффициент конденсатоотдачи в условиях упруговодонапорного режима. Результаты отмеченных исследований приведены ниже. Рассматривались пласты полосообразной формы с различным соотношением b/l . При этом, начальный газонасыщенный поровый объем во всех рассматриваемых вариантах оставался неизменным. Исследования проводились с использованием расчетной схемы, описанной в [1, 2] при следующих исходных данных:

$$P_0 = 45,4 \text{ МПа}; m = 0,2; \quad k_1 = kb = 0,05 \text{ мкм}^2; \rho_{\text{ост}} = 0,4$$

$$\beta_b^* = 25,49 \cdot 10^{-5} \text{ 1/МПа}; \quad b/l = 0,2 \div 3,75;$$

где P_0 — начальное пластовое давление; b, l — ширина и длина пласта; m — пористость; k_1, kb — проницаемость продуктивной и законтурной областей; $\rho_{\text{ост}}$ — остаточная насыщенность газоконденсатной смесью в области внедрения воды; β_b^* — коэффициент упругоэластичности законтурной области.

На рис. 1 показано изменение текущего необходимого порового объема во времени для залежей с различным значением величины b/l .

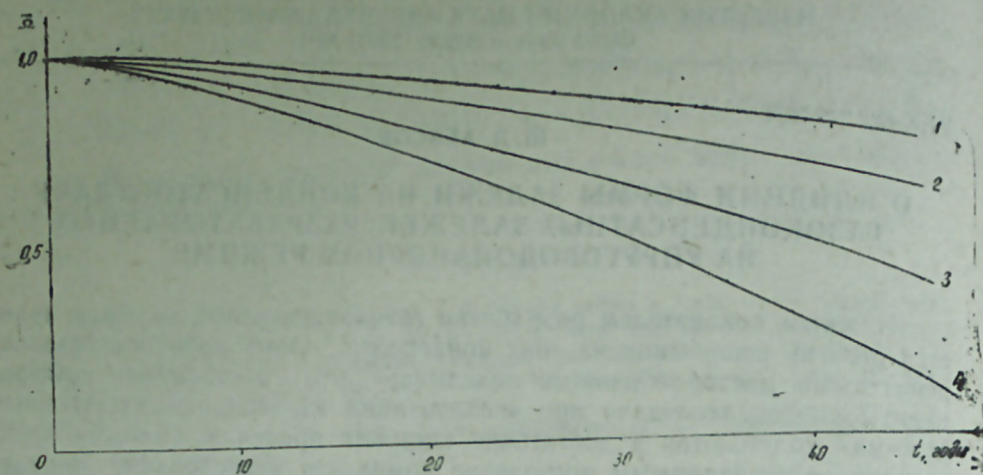


Рис. 1. Продвижение газовой контакта во времени для различных b/l ; 1 — 0,27; 2 — 0,6; 3 — 1,67; 4 — 3,75.

Во всех рассмотренных вариантах условиями остановки расчетов являлись снижение пластового давления до 3,92 МПа или подход контакта к линии отбора. При этом, в пределах рассмотренных условий из-за низкой проницаемости пласта во всех вариантах срабатывал первый из названных критериев остановки расчетов. Анализ приведенных кривых показывает, что вода активно внедряется в залежи, характеризующиеся большим значением величины b/l . Отмеченное хорошо видно и на рис. 2, где показано положение газовой контакта к моменту остановки расчетов.

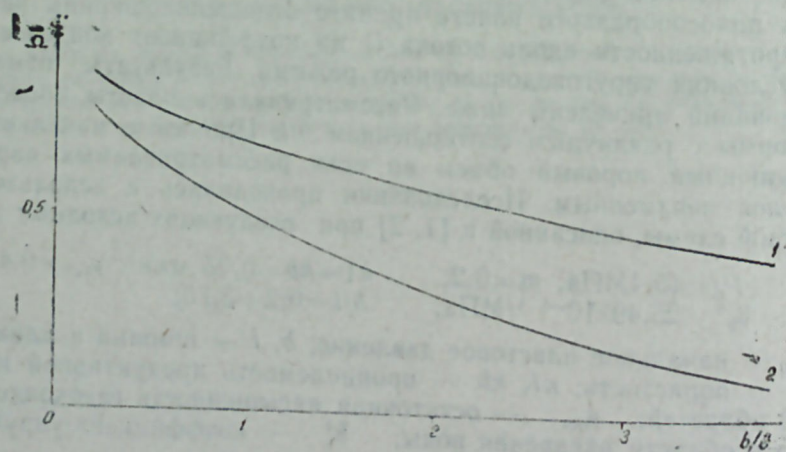


Рис. 2. Положение контакта к моменту остановки расчета в функции отношения b/l : 1 — отбор газа равный 5% в год от его балансовых запасов; 2 — отбор газа равный 2% в год от его балансовых запасов

На рис. 3 представлено изменение коэффициента конденсатоотдачи в функции b/l . Зависимость получена при годовом темпе отбора газа

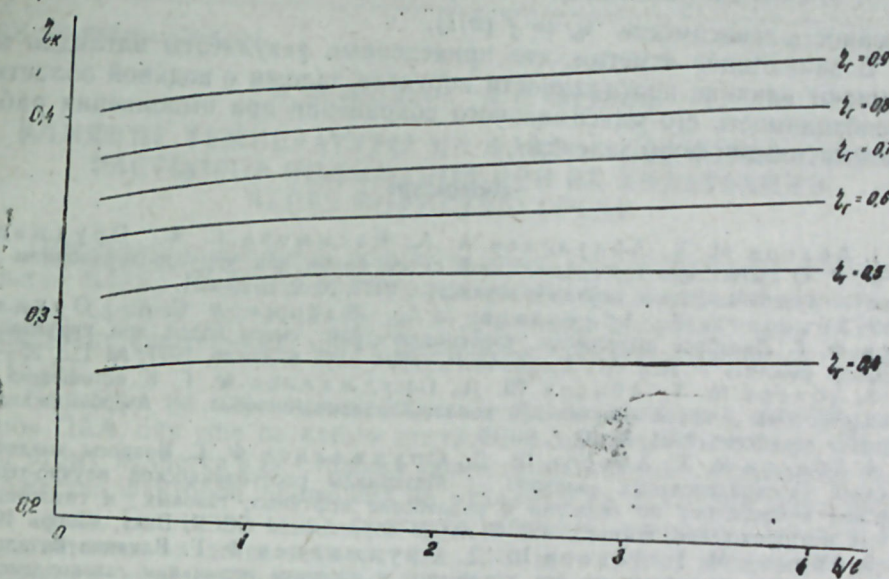


Рис. 3. Зависимость коэффициента конденсатоотдачи в функции b/l при темпе отбора равном 5% в год от его балансовых запасов

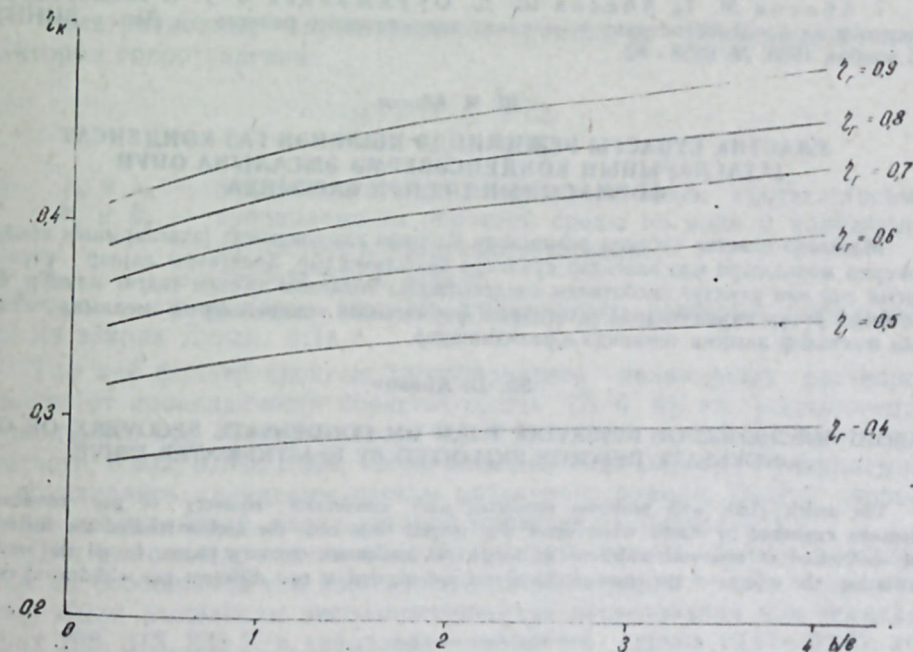


Рис. 4. Зависимость коэффициента конденсатоотдачи в функции b/l при темпе отбора равном 2% в год от его балансовых запасов

равном 5%. Как видно, с ростом величины b/l конденсатоотдача падает. Такие же результаты получаются и по данным рис. 4, где иллюстрируется случай разработки с отбором газа из залежи в размере 2% в год от его балансовых запасов. На обоих рисунках прослеживается не-

линейность зависимости $\eta_k = f(b/l)$.

В заключение отметим, что приведенные результаты наглядно показывают влияние протяженности контакта залежи с водяной областью и необходимость его максимального сохранения при выполнении работ по схематизации форм залежей.

Литература

1. Абасов М. Т., Абдуллаев А. А., Касымова С. А., Оруджалиев Ф. Г. О вытеснении газоконденсатной смеси водой при упруговодонапорном режиме. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1973, № 9, с. 28—31.
2. Абасов М. Т., Абдуллаев А. А., Касымова С. А., Оруджалиев Ф. Г. Линейное вытеснение газоконденсатной смеси водой при упруговодонапорном режиме. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1977, № 1, с. 25—28.
3. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. К истощению газоконденсатных залежей с начальной конденсатонасыщенностью. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1981, № 10, с. 9—13.
4. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. Вопросы конденсатоотдачи газоконденсатных залежей. — Материалы республиканской научно-теоретической конференции по геологии и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, посвященной 60-летию образования СССР, Баку, ноябрь 1982.
5. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. Влияние начального содержания конденсата на его извлечение в процессе истощения газоконденсатных залежей. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1982, № 3, с. 3—6.
6. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. О конденсатоотдаче газоконденсатных залежей при упруговодонапорном режиме. — Деп. в ВИНТИ 13 октября 1983, № 5613—83.
7. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. О влиянии проницаемости на конденсатоотдачу в условиях водонапорного режима. — Деп. в ВИНТИ 25 ноября 1983, № 6258—83.

Ш. Ч. Абасов

ЭЛАСТИК СУБАСГЫ РЕЖИМИНДЭ ИШЛЭНЭН ГАЗ-КОНДЕНСАТ ЈАТАГЛАРЫНЫН КОНДЕНСЭВЕРМЭ ЭМСАЛЫНА ОНУН ФОРМАСЫНЫН ТӘСИРИ БАГГЫНДА

Мағаләдә эластик субасгы режиминдә ишләнән газ-конденсат јатагларының конденсәвермә мәсәләләри илә әлағәдар суаллара бахылмышдыр, Золагвары ләјлар үчүн јатагың ени илә узунлуг исбатинин конденсәвермә әмсалына тәсири тәдгиг олуур. Бахылмыш бүтүн вариантларда јатагларың формасының конденсәвермә әмсалына тәсири ики мүхтәлиф алымма темпиндә өјрәнилмишдир.

Sh. D. Abasov

ABOUT INFLUENCE OF RESERVOIR FORM ON CONDENSATE RECOVERY OF GAS CONDENSATE DEPOSITS EXPLOITED BY ELASTIC WATER DRIVE

The article deals with problems connected with condensate recovery of gas condensate deposits exploited by elastic water drive. For striped form beds the author studied the influence of correlation of reservoir width to its length on condensate recovery factor. In all the studied variations the effect of the reservoir form was investigated at two different gas withdrawal rates.

УДК 622.276.031:532.5.001

Д. Ш. ВЕЗИРОВ, А. С. СТРЕКОВ

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ФАКТОР СОПРОТИВЛЕНИЯ РАСТВОРОВ ПОЛИМЕРОВ ПРИ ИХ ФИЛЬТРАЦИИ ЧЕРЕЗ ПОРИСТУЮ СРЕДУ

При фильтрации через пористую среду водные растворы полиакриламида (ПАА) в зависимости от адсорбционных и упругих свойств полимера, свойств пористой среды и диапазона скоростей, при которых происходит фильтрация, могут вести себя как неньютоновские жидкости [5, 6].

Несмотря на интенсивное изучение фильтрационных свойств растворов ПАА, они еще не нашли достаточно полного объяснения. Причиной этому является как сложная природа полимерных растворов, так и множество факторов, влияющих на механизм их движения через пористую среду. Одним из таких факторов, влияние которого оценено еще недостаточно, является температура, хотя этот вопрос несомненно представляет практический интерес [1, 3, 7].

С этой целью были проведены экспериментальные исследования изотермической фильтрации 0,05%-го раствора частично гидролизованного ПАА, приготовленного на пресной воде, при температурах 298, 313, 333 К.

Фильтрационные характеристики растворов ПАА оценивались фактором сопротивления:

$$R = \frac{\lambda_n}{\lambda_n} = \frac{k_n/\mu_n}{k_n/\mu_n},$$

где λ_n и λ_n — подвижность воды и раствора ПАА, соответственно;
 k_n и k_n — проницаемости пористой среды по воде и полимерному раствору, мкм², соответственно;

μ_n — вязкость воды, мПа·с;

μ_n — кажущаяся вязкость полимерного раствора, определенная из закона Дарси, мПа·с.

Так как фильтрационные характеристики полимерных растворов зависят от проницаемости пористой среды [5, 6, 8], то эксперименты проводились при проницаемостях 0,3; 0,9; 2 мкм² и коэффициентах пористости, 0,302; 0,305; 0,322, соответственно. Необходимые проницаемости создавались кварцевым песком различного помола. Опыты проводились на установке, схема которой приведена в работе [1].

Для выяснения степени влияния неньютоновских свойств раствора ПАА на особенности его изотермической фильтрации через пористую среду были выполнены вискозиметрические исследования при температурах 298, 313, 333 К в диапазоне скоростей сдвига (0,11—94,5) с⁻¹ [2]. Как показали полученные данные, реологические характеристики раствора ПАА 0,05%-ной концентрации зависят и от скорости сдвига и

от температуры, причем в вискозиметрическом истечении раствор проявил псевдопластические свойства ($n < 1$) таблица.

С целью возможности сопоставления вискозиметрических данных с данными изотермической фильтрации раствора ПАА через пористую среду, все опыты по фильтрации были проведены при средних скоростях сдвига, соответствующих вискозиметрическим.

Среднюю скорость сдвига в пористой среде, а также диаметр слагающих ее частиц определяли по формулам [9, 11]:

Средняя скорость сдвига в пористой среде

$$\dot{\gamma} = \frac{3n+1}{4n} \frac{12(1-m)v}{D_p m^2},$$

где v — скорость фильтрации, м/с; m — пористость;

D_p — диаметр частицы пористой среды, м; n — показатель течения.

Диаметр частицы

$$D_p = \frac{1-m}{m} \sqrt{150^* / m}.$$

При сопоставлении вискозиметрических и фильтрационных данных были использованы: величина скорости сдвига, при которой нормальные и касательные напряжения равны $\sigma = \tau$, и зависимость числа Деборы N_D от $f N_{Re}$ [10, 11].

Число Деборы N_D определяли из выражения [11]:

$$N_D = \frac{t_p}{t_{np}} = \frac{t_p v}{m D_p},$$

где t_p — время релаксации нормальных напряжений полимерного раствора, с; t_{np} — время пребывания полимерной частицы в поре, с.

Коэффициент трения для пористой среды определялся в виде [9]:

$$f = \frac{D_p m^3 \Delta P}{L \rho (1-m) v^2},$$

где ΔP — перепад давления, при котором происходила фильтрация; ρ — плотность воды или полимерного раствора, кг/м³; L — длина модели пласта, м.

Число Рейнольдса при течении неньютоновских жидкостей через пористую среду [9]:

$$N_{Re} = \frac{D_p \rho v^{2-n}}{15 \eta (1-m)},$$

где

$$\eta = \frac{K}{12} \left(9 + \frac{2}{n} \right)^n (15 \eta_m)^{\frac{1-n}{2}}; K — коэффициент консистенции, Па \cdot с^n$$

Для ньютоновской жидкости при $n=1$ число Рейнольдса для пористой среды [9]:

$$N_{Re} = \frac{D_p \rho v}{150 \mu (1-m)}.$$

Эксперименты по изотермической фильтрации растворов ПАА через пористую среду проводились в следующей последовательности. Предварительно отвакуумированная пористая среда насыщалась пресной водой, затем при различных перепадах давления производилась фильтрация воды с последующей фильтрацией раствора ПАА. Переход от одного перепада давления к другому как для воды, так и для раствора ПАА происходил после выхода процесса на установившийся режим фильтрации, что контролировалось по постоянству расхода и вязкости выходящего раствора. В ходе всего эксперимента поддерживалась необходимая температура модели пласта, поступающей воды и раствора полимера.

Полученные опытные данные представлены в виде кривых зависимостей фактора сопротивления R от скорости фильтрации v и скорости сдвига $\dot{\gamma}$ (рис. 1, 2), коэффициента трения f — от числа Рейнольдса

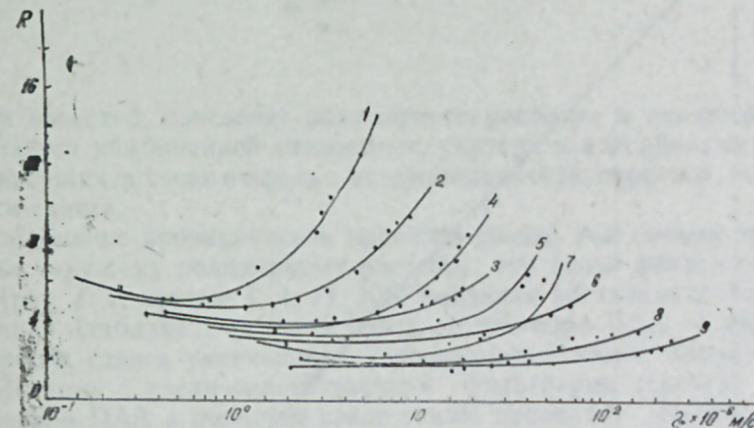


Рис. 1. Зависимость фактора сопротивления R 0,05%-ного раствора ПАА от скорости фильтрации v при различных проницаемостях пористой среды и температурах, К: 0,3 мкм²: 1 — 298; 2 — 313; 3 — 333; 0,9 мкм²: 4 — 298; 5 — 313; 6 — 333, 2 мкм²: 7 — 298; 8 — 313; 9 — 333

N_{Re} (рис. 3) и в виде критериальной зависимости $f N_{Re}$ от числа Деборы N_D (рис. 4).

Анализ данных фильтрации 0,05%-ного раствора ПАА через пористые среды проницаемостью 0,3; 0,9; 2 мкм² при температурах 298, 313, 333 К, приведенных на рис. 1, 2, показал, что в отличие от вискозиметрического истечения для раствора ПАА в пористой среде характерен переход псевдопластического характера течения к дилатантному. Причем и величина фактора сопротивления раствора ПАА и величина скорости фильтрации (сдвига), при которой происходит переход псевдопластического характера к дилатантному, зависят от проницаемости пористой среды (рис. 1, 2, кривые 1, 4, 7) и от температуры (рис. 1, 2, кривые 1—3, 4—6, 7—9).

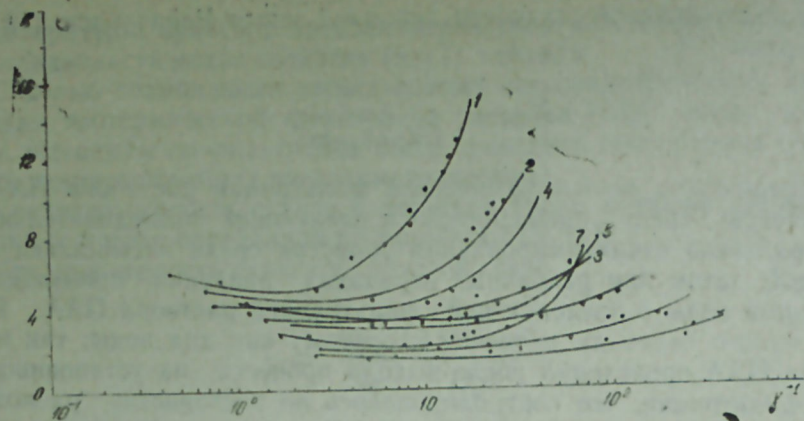


Рис. 2. Зависимость фактора сопротивления R 0,05%-ного раствора ПАА от скорости сдвига $\dot{\gamma}$ при различных проницаемостях пористой среды и температурах (обозначения те же, что на рис. 1)

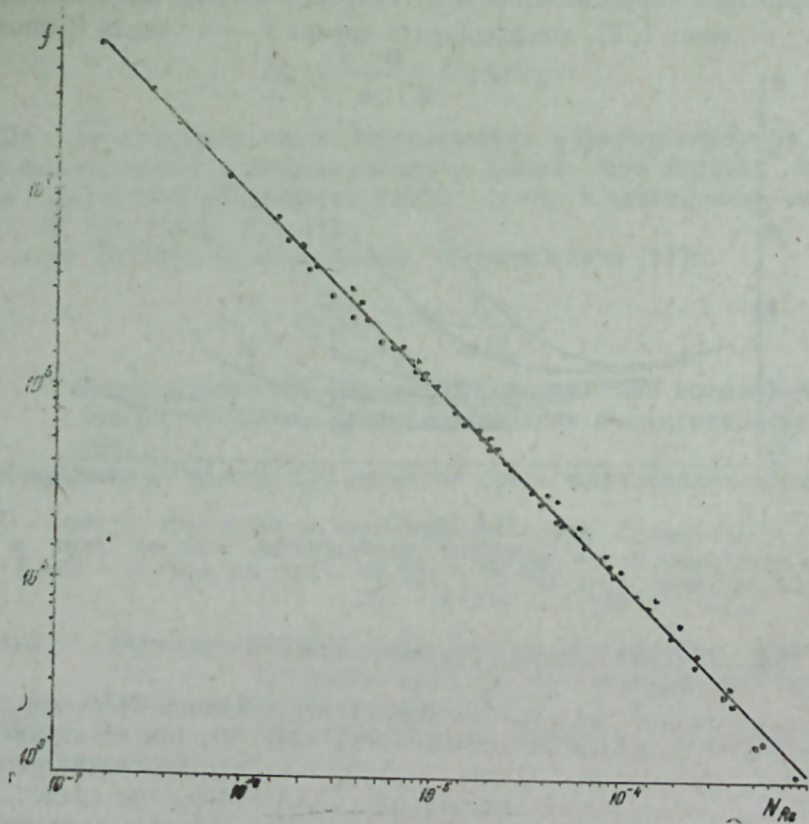


Рис. 3. Зависимость коэффициента трения f от числа Рейнольдса N_{Re} при фильтрации пресной воды через пористые среды проницаемостью 0,3; 0,9; 2 мкм², при температурах 298, 313, 333 К

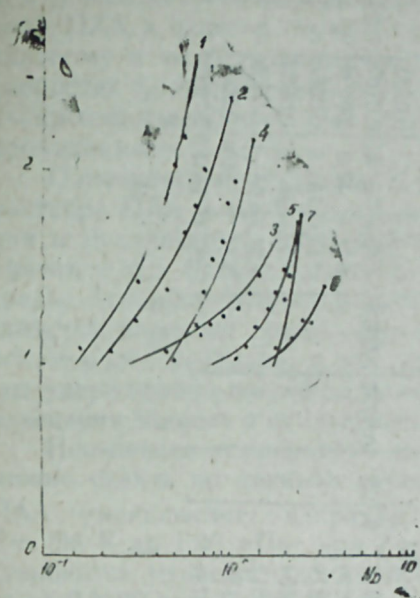


Рис. 4. Зависимость fN_{Re} от числа Деборы N_D , для 0,05%-ного раствора ПАА при различных проницаемостях и температурах (обозначения те же, что на рис. 1)

Как известно, поведение полимерного раствора в пористой среде определяется комбинацией вязкостных, упругих и адсорбционных свойств, зависящих в свою очередь от проницаемости пористой среды и скорости сдвига.

Чем меньше проницаемость пористой среды, тем больше ее сопротивление текущему полимерному раствору, тем выше фактор сопротивления (рис. 1, 2, кривые 1, 4, 7). Как показали вискозиметрические исследования (таблица), вязкость 0,05%-го раствора ПАА с увеличением скорости сдвига уменьшается (псевдопластический характер течения). Поэтому с увеличением скорости фильтрации (сдвига) 0,05%-ный раствор ПАА в пористой среде также проявляет псевдопластические свойства и его фактор сопротивления уменьшается (см. рис. 1, 2).

Это уменьшение происходит лишь до определенной скорости фильтрации (сдвига), дальнейшее ее увеличение приводит к росту фактора сопротивления и переходу псевдопластического характера течения к дилатантному, в связи с проявлением упругих свойств полимерного раствора. Мерой упругих свойств полимерного раствора является величина нормальных напряжений σ при данной скорости сдвига. Упругие свойства полимерного раствора начинают проявляться при преобладании нормальных напряжений σ над касательными τ , причем в большей степени, чем больше скорость сдвига ($\tau \sim \dot{\gamma}$, $\sigma \sim \dot{\gamma}^2$). В этом смысле показательной является величина скорости сдвига, при которой $\sigma = \tau$ (см. таблицу). Сопоставление вискозиметрических (таблица) и фильтрационных данных (рис. 1, 2) показывает, что дилатантный характер течения в пористой среде наступает при скоростях сдвига, превышающих величину скорости сдвига, при которой $\sigma = \tau$.

Скорость сдвига для пористой среды зависит не только от скорости фильтрации, но и от проницаемости. В низкопроницаемой пори-

Реологические характеристики 0,05%-го раствора ПАА

Скорость сдвига, с ⁻¹	Температура, К																	
	2.8					313					333							
	n	$K, \text{Па}\cdot\text{с}^n$	$\tau, 10^{-4} \text{Па}$	$t_p, \text{с}$	$\gamma, \text{с}^{-1} (\alpha=\tau)$	$G_0, \text{МПа}$	n	$K, \text{Па}\cdot\text{с}^n$	$\tau, 10^{-4} \text{Па}$	$t_p, \text{с}$	$\gamma, \text{с}^{-1} (\alpha=\tau)$	$G_0, \text{МПа}$	n	$K, \text{Па}\cdot\text{с}^n$	$\tau, 10^{-4} \text{Па}$	$t_p, \text{с}$	$\gamma, \text{с}^{-1} (\alpha=\tau)$	$G_0, \text{МПа}$
0,1102	0,9399	0,0038	4,5	0,11	0,117	4,4	34,8	0,9648	0,0026	2,9	0,6	0,0957	0,9732	0,0018	3,6	7,6	25,4	25,4
0,204	4,39	160,7	8,3	0,39	0,117	110,6	87,2	0,0896	0,0957	5,47	0,212	0,0957	78,1	47,9	7,7	0,384	0,0731	0,0696
0,376	8,11	283,4	15,4	1,34	0,117	200,2	28,9	0,0878	0,0957	10,0	0,2	0,0957	141,6	15,5	1,9	1,313	0,0731	0,0683
0,695	14,98	502,5	28,4	4,6	0,117	57,9	920,3	0,0854	0,0939	18,6	2,47	0,0957	252	50,5	23,0	4,49	0,0731	0,0662
1,285	27,7	855,6	51,3	15,1	0,114	631,5	2867,8	0,0812	0,0918	33,9	8,2	0,0939	457,7	1661,3	42,8	1,45	0,0707	0,0650
2,37	51,2	1517,5	90,7	46,9	0,109	1123,4	0,2	0,0781	0,0918	61,2	26,6	0,0918	83	540	76,1	1,45	0,0707	0,0635
4,39	94,5	2602,3	160,7	147,8	0,104	1976,9	27,99	0,0741	0,0896	110,6	87,2	0,0896	1532,4	18412	76,1	47,9	0,0696	0,0635
8,11			283,4	464,3	0,100				0,0878	200,2	28,9	0,0878			141,6	15,5	0,0683	
14,98			502,5	1410	0,096				0,0854	57,9	920,3	0,0854			252	50,5	0,0662	
27,7			855,6	4252,8	0,089				0,0812	631,5	2867,8	0,0812			457,7	1661,3	0,0650	
51,2			1517,5	13229	0,084				0,0781	1123,4	0,2	0,0781			83	540	0,064	
94,5			2602,3	38678	0,078				0,0741	1976,9	27,99	0,0741			1532,4	18412	0,0635	

стой среде при равных скоростях фильтрации скорость сдвига выше, чем в высокопроницаемой. Поэтому проявление упругих свойств раствора ПАА и переход псевдопластического характера течения к дилатантному в низкопроницаемой пористой среде наступает при меньших скоростях фильтрации по сравнению с высокопроницаемой (рис. 1, кр. 1—проницаемость 0,3 мкм², кр. 4—проницаемость 0,9 мкм², кр. 7 — проницаемость 2 мкм²).

Одновременно со всеми этими факторами на характер течения раствора ПАА в пористой среде большое влияние оказывает адсорбция и механическое улавливание частиц полимера пористой средой, причем в тем большей степени, чем меньше проницаемость пористой среды. Адсорбированный и механически удержанный полимер, изменяя свойства пористой среды, изменяет величину фактора сопротивления полимерного раствора, а так как часть адсорбированного и механически удержанного полимера перемещается в пористой среде, то все эти изменения зависят и от скорости фильтрации.

Повышение температуры изменяет свойства раствора ПАА, о чем можно судить по данным, приведенным в таблице. Вязкость раствора ПАА уменьшается, например, с 4,08 мПа·с при $\dot{\gamma} = 0,695 \text{ с}^{-1}$ и $T = 298 \text{ К}$ до 1,86 мПа·с при $T = 333 \text{ К}$ и той же скорости сдвига. Он становится менее псевдопластичным, показатель течения n изменяется от 0,9399 при $T = 298 \text{ К}$ до 0,9732 при $T = 333 \text{ К}$. Упругие свойства раствора ПАА в нелинейной области его поведения сохраняются в меньшей степени, о чем можно судить по времени релаксации. Например, время релаксации уменьшается с $t_p = 0,109 \text{ с}$ при $T = 298 \text{ К}$ и скорости сдвига $2,37 \text{ с}^{-1}$ до $t_p = 0,0707 \text{ с}$ при $T = 333 \text{ К}$ и той же скорости сдвига. Растет скорость сдвига при которой $\dot{\gamma} = \tau$ с $4,4 \text{ с}^{-1}$ при 298 К до $7,6 \text{ с}^{-1}$ при 333 К.

С другой стороны, необходимо отметить и тот факт, что у раствора ПАА под действием температуры упругие свойства несколько возрастают. Например, при $T = 298 \text{ К}$ равновесный модуль высокоэластичности $G_0 = 34,8 \text{ МПа}$, а при $T = 333 \text{ К}$ $G_0 = 25,4 \text{ МПа}$. Как было установлено ранее, с увеличением температуры адсорбция раствора ПАА в пористой среде снижается [4].

Все эти перемены в свойствах раствора ПАА под действием температуры ведут, в зависимости от проницаемости пористой среды, как к уменьшению фактора сопротивления, так и к увеличению скорости фильтрации (сдвига), при которой происходит переход одного характера течения к другому (рис. 1, 2, кривые 1, 4, 7, $T = 298 \text{ К}$; кривые 2, 5, 8, $T = 313 \text{ К}$; кривые 3, 6, 9, $T = 333 \text{ К}$). В области малых скоростей фильтрации при одной и той же проницаемости, из-за роста упругих свойств раствора ПАА под действием температуры разница в факторе сопротивления не столь значительна по сравнению с высокими скоростями фильтрации (рис. 1, 2, кривые 1—3, 4—6, 7—9).

Для оценки степени проявления упругих свойств раствора ПАА, влияния на них температуры, проницаемости пористой среды и вклада их в фильтрационные характеристики раствора рассмотрим рис. 3, 4. Как показывает анализ данных фильтрации воды, приведенных на рис. 3, между f и N_{Re} существует линейная зависимость в интервале чисел Рейнольдса $0,176 \cdot 10^{-6} \div 0,87 \cdot 10^{-3}$ независимо от проницаемости и температуры опыта. На основании этих данных получено уравнение

$fN_{Re} = 1$, от которого измеряются отклонения от ньютоновского характера течения, происходящие при фильтрации 0,05% раствора ПАА через пористые среды в этом же диапазоне чисел Рейнольдса, вследствие проявления упругих свойств [11].

На рис. 4 показаны части кривых зависимости fN_{Re} от N_D для 0,05%-ного раствора ПАА, которые пересекают и располагаются выше линии $fN_{Re} = 1$.

Как известно, число Деборы N_D есть отношение двух временных шкал: времени релаксации t_p и времени пребывания полимерной частицы в поре $t_{пр}$, т. е. оно представляет собой отношение времени, требуемого для реакции полимерной частицы на изменение скорости деформации, к интервалу времени между такими изменениями. Величина N_D изменяется от 0 до очень больших величин и по ней можно судить о степени проявления упругих свойств полимерных растворов. Вполне понятно, что чем меньше число Деборы, при котором происходит отклонение значений fN_{Re} от линейного поведения, тем сильнее проявление упругих свойств полимерного раствора.

Если обратиться к рис. 4, то видно, что упругие свойства раствора ПАА начинают проявляться при $T=298$ К и проницаемости 0,3 мкм² при числе Деборы $N_D=0,015$ (рис. 4, кр. 1). С увеличением температуры это проявление наступает при всех больших числах Деборы: для $T=313$ К при $N_D=0,022$ (рис. 4, кр. 2), для $T=333$ К при $N_D=0,045$ (рис. 4, кр. 3). Увеличение проницаемости также приводит к росту числа Деборы от $N_D=0,015$ при $T=298$ К и проницаемости 0,3 мкм² (рис. 4, кр. 1) до $N_D=0,184$ при той же температуре и проницаемости 2 мкм² (рис. 4, кр. 7). Все это лишнее раз свидетельствует о том, что на степень проявления упругих свойств 0,05%-ного раствора ПАА в пористой среде оказывает влияние температура и проницаемость.

Конечно, не следует забывать и о том, что на все приведенные результаты накладывается влияние адсорбции и механического улавливания полимера пористой средой. Если сравнить рис. 1, 2 и 4, то видно, что при проницаемости 2 мкм² для кривых 7, 8, 9, рис. 1, 2 наблюдаются отклонения от ньютоновского поведения кривой течения, а на рис. 4 только кр. 7 при $T=298$ К пересекает линию $fN_{Re} = 1$. Следовательно, можно предположить, что отклонения, которые наблюдаются у кривых 8, 9 на рис. 1, 2, происходят лишь за счет адсорбции и механического улавливания, а не за счет проявления упругих свойств раствора ПАА.

Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать выводы о том, что помимо проницаемости пористой среды, адсорбции и механического улавливания полимера пористой средой и упругих свойств полимерных растворов большое влияние на фактор сопротивления оказывает температура, которая, изменяя все свойства полимера, изменяет и его поведение в пористой среде.

Литература

1. Везиров Д. Ш., Дадашев А. М., Стреков А. С. Влияние температуры пласта на нефтеснижающие свойства растворов полимеров. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1980, № 5, с. 68—73.
2. Везиров Д. Ш., Стреков А. С., Дадашев А. М. Экспериментальное исследование влияния температуры на реологические характеристики полимерных растворов при пластовых скоростях сдвига. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1983, № 1, с. 62—69.

3. Мамедов Н. Г., Дадашев А. М., Стреков А. С. Экспериментальное изучение фактора сопротивления полимерных растворов, при различных температурах в процессе фильтрации их сквозь пористую среду. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1976, № 2, с. 106—109.

4. Мамедов Н. Г., Дадашев А. М., Стреков А. С. Изучение адсорбции некоторых водорастворимых полимеров в пористой среде с учетом температуры. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1977, № 1, с. 125—129.

5. Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности. Обзор зарубежной литературы. Мартос В. Н. — М.: ВНИИОЭНГ, 1974, с. 95.

6. Применение полимеров в добыче нефти/ Григорашенко Г. И., Зайцев Ю. В., Кукин В. В., и др. — М.: Недра, 1978, с. 213.

7. Пик И. Д., Соляков Ю. В. О влиянии температуры пласта на эффективность полимерного заводнения. — Тр. Гос. ин-та по проект. и исслед. раб. в нефт. пром. — Гипровостокнефть, 1980, № 35, с. 128—130.

8. Уркаев К. Г., Швецов И. А., Соляков Ю. В. Влияние проницаемости пористой среды на фильтрационные свойства растворов полимеров. — Нефтепромысловое дело, 1976, № 7, с. 17—19.

9. Christopher R. H., Middleman S. Power-law flow through a packed tube.—Ind. and Engng Chem. Fundamentals, 1965, v. 4, N 4, pp. 422—426.

10. Dauben D. Z., Menzie D. E. Flow of polymer solutions through porous media.—Journal of Petroleum Technology, 1967, August, pp. 1065—1072.

11. Marshall R. J., Metzner A. B. Flow of viscoelastic fluids through porous media.—Ind. and Engng Chem. Fundamentals, 1967, v. 6, N 3, pp. 393—400.

Ч. Ш. Везиров, А. С. Стреков

МУҲИТДЭ СУЗҮЛМЭ ЗАМАНЫ МЭСАМЭЛИ ПОЛИМЕР МЭҤЛУЛЛАРЫНЫН МҮГАВИМЭТ АМИЛИНЭ ТЕМПЕРАТУРУН ТЭ'СИРИ

Мәгаләдә 298, 313 вә 333 К температурда 0,3, 0,9 вә 2 мкм² кечиричилијә малик мәсамәли муһитдән ПАА полимер мәһлулунун изотермик сүзүлмәсинин нәтичәләри кәстәрилмишдир. Апарылан тәдигат кәстәрмишдир ки, температур ПАА мәһлулунун хәссәләрини дәјишмәклә бәрәбәр оғун мәсамәли муһитдә сүзүлмә хәссәсини дә дәјишир.

D. Sh. Vezirov, A. S. Strekov

INFLUENCE OF TEMPERATURE ON POLYMER SOLUTIONS RESISTANCE FACTOR UNDER THEIR FILTRATION THROUGH POROUS MEDIUM

The article gives the results of isothermal filtration of PAA solution through porous media with permeability 0.3; 0.9; 2 mcm² at temperatures 298, 313, 333 K. The investigations carried out show that the temperature, changing the PAA solution properties, changes also its behaviour in a porous medium.

УДК 622.276.531.032.51 (1—04)

Н. М. ГАНИЕВ

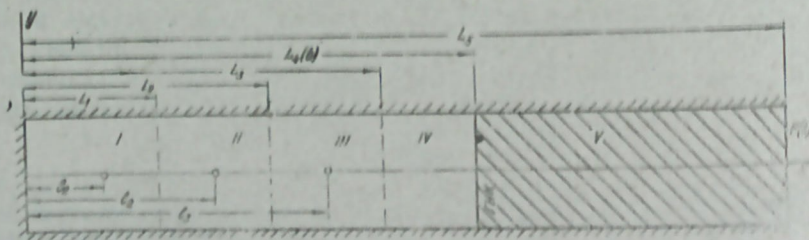
К ИССЛЕДОВАНИЯМ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ В СИСТЕМЕ СКВАЖИН В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ

Изучение вопросов разработки газонефтяных месторождений связано с рассмотрением различных возможных вариантов их эксплуатации. Проведение теоретических исследований в этом направлении представляется важным как с точки зрения совершенствования методов описания сложных процессов в пластах, так и для совершенствования наших представлений об этих процессах. Глубокое познание пластовых процессов в различных условиях их проявления имеет и важное прикладное значение, так как всегда помогает сузить область поиска при решении вопросов рациональной разработки конкретных месторождений.

Исследованию различных аспектов разработки газонефтяных месторождений в литературе посвящен ряд работ [1, 3, 4, 6—8].

В работе [6] были проведены исследования процесса вытеснения нефти газом при эксплуатации только нефтяной оторочки газонефтяной залежи. Решалась двумерная задача с учетом работы трех батарей скважин в замкнутом пласте полоскообразной формы. Для простоты пренебрегалось изменением вязкости нефти и растворимости в ней газа, а процесс вытеснения нефти газом считался поршневым. Вместе с тем, в газовой области учитывалось изменение реальных свойств газа со снижением пластового давления.

В настоящей работе предлагается решение, обобщающее описанное в [6], на предмет учета неоднородности пласта по проницаемости. В качестве неоднородного пласта рассматривается кусочно-однородный пласт, состоящий из пяти зон с различной, но постоянной в пределах каждой зоны проницаемостью. При этом пятая зона охватывает область первоначального расположения в пласте газовой шапки, а в пределах первой, второй и третьей зон находится по одной батарее



Элемент полоскообразной неоднородной нефтегазовой залежи при начальном положении ГНК

нефтяных добывающих скважин. Элемент такого пласта с учетом принятого расположения скважин приведен на рисунке. Учитывая сложность рассматриваемой задачи, последняя исследуется с использованием метода последовательной смены стационарных состояний.

Уравнение изотермической фильтрации реального газа принимается в виде:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{P}{\mu(P)z(P)} \frac{\partial P}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{P}{\mu(P)z(P)} \frac{\partial P}{\partial y} \right] = 0 \quad (1)$$

Переходя к функции $P = \int_0^{\bar{P}} \frac{\bar{P} d\bar{P}}{z(\bar{P})\mu(\bar{P})}$, которая, как показано в [2],

может быть представлена в виде $P = a\bar{P} + b$, а затем, используя предложенную там же зависимость $\frac{\bar{P}}{z(\bar{P})} = a_1\bar{P} + b_1$, уравнение (1) приво-

дится к уравнению Лапласа относительно \bar{P} . Здесь $\bar{P} = \frac{P}{P_0}$; $\mu(\bar{P}) = \frac{\mu(P)}{\mu_0}$;

$z(\bar{P}) = \frac{z(P)}{z_0}$; a, b, a_1, b_1 — коэффициенты аппроксимации, вычисленные

в [2] для различных газов. Индекс «0» определяет значения соответствующих параметров в невозмущенном пласте.

Перейдем к формулировке конкретной задачи. Рассматривается неоднородный по проницаемости пласт. В нефтяной части имеются четыре зоны с проницаемостями соответственно $\kappa_1, \kappa_2, \kappa_3, \kappa_4$. В первых трех зонах находятся три ряда добывающих скважин, работающие с постоянным дебитом. Первоначально газовая часть имеет проницаемость κ_5 и в ней нет скважин. Вытеснение происходит в направлении оси x и имеет поршневой характер. Математическая постановка будет иметь вид:

$$\frac{\partial^2 \bar{P}_1}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \bar{P}_1}{\partial y^2} = 0 \quad (2)$$

$$\left. \frac{\partial \bar{P}_1}{\partial y} \right|_{y=\pm a} = 0 \quad \left. \frac{\partial \bar{P}_1}{\partial x} \right|_{x=0} = 0 \quad P_0|_{x=L_5} = \bar{P}_k \quad (3)$$

$$\text{при } x=L_1 \begin{cases} \bar{P}_1 = \bar{P}_{i+1} \\ \kappa_i \frac{\partial \bar{P}_1}{\partial x} = \kappa_{i+1} \frac{\partial \bar{P}_{i+1}}{\partial x} \quad i=1,2,3 \end{cases} \quad (4)$$

$$\text{при } x=L_4 \begin{cases} \bar{P}_4 = \bar{P}_5 \\ \kappa_4 \frac{\partial \bar{P}_4}{\partial x} = \frac{\kappa_5}{\mu_2(\bar{P})} \frac{\partial \bar{P}_5}{\partial x} \end{cases} \quad (5)$$

Здесь индексы 1, 2, 3, 4 относятся к нефтяной зоне, индекс 5 — к газовой. Преобразуя в (5) условие равенства скоростей с учетом зависимостей, указанных выше, получим:

$$\frac{\kappa_4}{\mu_1} \frac{\partial \bar{P}_4}{\partial x} = \frac{\kappa_5}{\mu_{10}[a_1\bar{P}_{L(1)} + (a_1b + b_1)/a]} \frac{\partial \bar{P}_5}{\partial x} \quad (5')$$

обозначим $\frac{1}{\mu_n} = \alpha_1$

Тогда условие (5) примет вид: $\kappa_4 \alpha_1 \frac{\partial \bar{P}_4}{\partial x} = \kappa_5 \alpha_2 \frac{\partial \bar{P}_5}{\partial x}$.

Движение контакта определяется с помощью системы обыкновенных дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} m \frac{dx}{dt} = -\frac{\kappa_1 P_0}{\mu_n} \frac{d\bar{P}_1}{dx} \\ m \frac{dy}{dt} = -\frac{\kappa_1 P_0}{\mu_n} \frac{d\bar{P}_1}{dy} \end{cases} \quad (6)$$

Здесь κ и P с индексом l означает проницаемость и давление той зоны, по которой будет двигаться газонефтяной контакт (ГНК).

Для определения изменения средневзвешенного пластового давления \bar{P} во времени используются уравнения материального баланса для нефти и газа, которые соответственно имеют вид

$$\sum_{i=1}^3 q_i t + \Omega_n(t) \exp[\beta(\bar{P} - P_{ат})] = \Omega_{гo} \exp[\beta(P_{гo} - P_{ат})] \quad (7)$$

$$\frac{\Omega_{гo} \bar{P}_{гo}}{z(\bar{P}_{гo})} = \frac{\Omega_r(t) \bar{P}(t)}{z(\bar{P})} \quad (8)$$

Здесь Ω_n , Ω_r соответственно нефтенасыщенные и газонасыщенные поровые объемы нефтяной и газовой частей залежи.

Применяя метод разделения переменных и сравнения, распределение давлений ищется в следующем виде. Для нефтяной области для каждой из зон соответственно:

$$\begin{aligned} \bar{P}_1 = & \left\{ \frac{q_1}{4\pi h \kappa_1 \alpha_1} \left[\ln \left[\operatorname{ch} \frac{\pi(x-l_1)}{\sigma} - \cos \frac{\pi y}{\sigma} \right] - \ln 2 \right] + A_1 x + B_1 + \right. \\ & \left. + \sum_{m=1}^{\infty} \left[A_{1m} \exp \left(\frac{\pi m x}{\sigma} \right) + B_{1m} \exp \left(-\frac{\pi m x}{\sigma} \right) \right] \cos \frac{\pi m}{\sigma} y \right\} / P_0 \quad (9) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{P}_2 = & \left\{ \frac{q_2}{4\pi h \kappa_2 \alpha_1} \left[\ln \left[\operatorname{ch} \frac{\pi(x-l_2)}{\sigma} - \cos \frac{\pi y}{\sigma} \right] - \ln 2 \right] + A_2 x + B_2 + \sum_{m=1}^{\infty} \left[A_{2m} \exp \right. \right. \\ & \left. \left. \times \left(\frac{\pi m x}{\sigma} \right) + B_{2m} \exp \left(-\frac{\pi m x}{\sigma} \right) \right] \cos \frac{\pi m}{\sigma} y \right\} / P_0 \quad (10) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{P}_3 = & \left\{ \frac{q_3}{4\pi h \kappa_3 \alpha_1} \left[\ln \left[\operatorname{ch} \frac{\pi(x-l_3)}{\sigma} - \cos \frac{\pi y}{\sigma} \right] - \ln 2 \right] + A_3 x + B_3 + \right. \\ & \left. + \sum_{m=1}^{\infty} \left[A_{3m} \exp \left(\frac{\pi m x}{\sigma} \right) + B_{3m} \exp \left(-\frac{\pi m x}{\sigma} \right) \right] \cos \frac{\pi m}{\sigma} y \right\} / P_0 \quad (11) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{P}_4 = & \left\{ A_4 x + B_4 + \sum_{m=1}^{\infty} \left[A_{4m} \exp \left(\frac{\pi m x}{\sigma} \right) + B_{4m} \exp \left(-\frac{\pi m x}{\sigma} \right) \right] \times \right. \\ & \left. \times \cos \frac{\pi m y}{\sigma} \right\} / P_0 \quad (12) \end{aligned}$$

Для газовой области:

$$\begin{aligned} \bar{P}_5 = & \left\{ A_5 x + B_5 + \sum_{m=1}^{\infty} \left[A_{5m} \exp \left(\frac{\pi m x}{\sigma} \right) + B_{5m} \exp \left(-\frac{\pi m x}{\sigma} \right) \right] \times \right. \\ & \left. \times \cos \frac{\pi m y}{\sigma} \right\} / P_0 \quad (13) \end{aligned}$$

где коэффициенты $A_1, B_1, A_2, B_2, A_3, B_3, A_4, B_4, A_5, B_5$ с учетом условий (3)–(5) находятся из следующей системы уравнений (14):

$$\begin{aligned} A_1 = & \frac{q_1}{4h \kappa_1 \alpha_1 \sigma} \\ A_1 L_1 + B_1 - A_2 L_1 - B_2 = & -\frac{q_1}{4h \kappa_1 \alpha_1 \sigma} (L_1 - l_1) - \frac{q_1 \ln 2}{2\pi h \kappa_1 \alpha_1} - \frac{q_2}{4h \kappa_2 \alpha_1 \sigma} \times \\ & \times (L_1 - l_2) - \frac{q_2 \ln 2}{2\pi h \kappa_2 \alpha_1} \\ A_1 - A_2 \frac{\kappa_2}{\kappa_1} = & -\frac{(q_1 + q_2)}{4h \kappa_1 \alpha_1 \sigma} \\ A_2 L_2 + B_2 - A_3 L_2 - B_3 = & -\frac{q_2}{4h \kappa_2 \alpha_1 \sigma} (L_2 - l_2) + \frac{q_2 \ln 2}{2\pi h \kappa_2 \alpha_1} - \frac{q_3}{4h \kappa_3 \alpha_1 \sigma} \times \\ & \times (L_2 - l_3) - \frac{q_3 \ln 2}{2\pi h \kappa_3 \alpha_1} \\ A_2 - A_3 \frac{\kappa_3}{\kappa_2} = & -\frac{(q_2 + q_3)}{4h \kappa_2 \alpha_1 \sigma} \\ A_3 L_3 + B_3 - A_4 L_3 - B_4 = & -\frac{q_3}{4h \kappa_3 \alpha_1 \sigma} (L_3 - l_3) + \frac{q_3 \ln 2}{2\pi h \kappa_3 \alpha_1} \\ A_3 - A_4 \frac{\kappa_4}{\kappa_3} = & -\frac{q_3}{4h \kappa_3 \alpha_1 \sigma} \\ A_4 L_4 + B_4 - A_5 L_4 - B_5 = & 0 \\ A_4 - A_5 \frac{\kappa_5 \alpha_2}{\kappa_4 \alpha_1} = & 0 \\ A_5 L_5 + B_5 = & P_k \end{aligned} \quad (14)$$

А коэффициенты $A_{1m}, B_{1m}, A_{2m}, B_{2m}, A_{3m}, B_{3m}, A_{4m}, B_{4m}, A_{5m}, B_{5m}$ также с учетом условий (3)–(5) находятся из системы уравнений (15).

$$\begin{aligned}
A_{1m} - B_{1m} &= \frac{q_1}{2\pi h \kappa_1 \alpha_1 m} \exp\left(-\frac{\pi l_1 m}{\sigma}\right) \\
A_{1m} + B_{1m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_1}{\sigma}\right) - A_{2m} - B_{2m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_1}{\sigma}\right) &= \frac{q_1}{2\pi h \kappa_1 \alpha_1 m} \times \\
\times \exp\left(-\frac{\pi(2L_1 - l_1)m}{\sigma}\right) - \frac{q_2}{2\pi h \kappa_2 \alpha_1 m} \exp\left(-\frac{\pi l_2 m}{\sigma}\right) \\
A_{1m} - B_{1m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_1}{\sigma}\right) - A_{2m} \frac{\kappa_2}{\kappa_1} + B_{2m} \frac{\kappa_2}{\kappa_1} \exp\left(-\frac{2\pi m L_1}{\sigma}\right) &= \\
= -\frac{q_1}{2h \kappa_1 \alpha_1 \pi m} \exp\left(-\frac{\pi(2L_1 - l_1)m}{\sigma}\right) - \frac{q_2}{2h \kappa_1 \alpha_1 \pi m} \exp\left(-\frac{\pi l_2 m}{\sigma}\right) \\
A_{2m} + B_{2m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_2}{\sigma}\right) - A_{3m} - B_{3m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_2}{\sigma}\right) &= \\
= \frac{q_2}{2\pi h \kappa_2 \alpha_1 m} \exp\left(-\frac{\pi(2L_1 - l_3)m}{\sigma}\right) - \frac{q_3}{2\pi h \kappa_3 \alpha_1 m} \exp\left(-\frac{\pi l_3 m}{\sigma}\right) \\
A_{2m} - B_{2m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_2}{\sigma}\right) - A_{3m} \frac{\kappa_3}{\kappa_2} + B_{3m} \frac{\kappa_3}{\kappa_2} \exp\left(-\frac{2\pi m L_2}{\sigma}\right) &= \\
= -\frac{q_2}{2h \kappa_2 \alpha_1 \pi m} \exp\left(-\frac{\pi(2L_2 - l_2)m}{\sigma}\right) - \frac{q_3}{2h \kappa_2 \alpha_1 \pi m} \exp\left(-\frac{\pi l_3 m}{\sigma}\right) \\
A_{3m} + B_{3m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_3}{\sigma}\right) - A_{4m} - B_{4m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_3}{\sigma}\right) &= \\
= \frac{q_3}{2\pi h \kappa_3 \alpha_1 m} \exp\left(-\frac{\pi(2L_3 - l_3)m}{\sigma}\right) \\
A_{3m} - B_{3m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_3}{\sigma}\right) - A_{4m} \frac{\kappa_4}{\kappa_3} + B_{4m} \frac{\kappa_4}{\kappa_3} \exp\left(-\frac{2\pi m L_3}{\sigma}\right) &= \\
= -\frac{q_3}{2h \kappa_3 \alpha_1 \pi m} \exp\left(-\frac{\pi(2L_3 - l_3)m}{\sigma}\right) \\
A_{4m} + B_{4m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_4}{\sigma}\right) - A_{4m} - B_{5m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_4}{\sigma}\right) &= 0 \\
A_{4m} - B_{4m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_4}{\sigma}\right) - A_{5m} \frac{\kappa_5 \alpha_2}{\kappa_4 \alpha_1} + B_{5m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_4}{\sigma}\right) &\times \\
\times \frac{\kappa_5 \alpha_2}{\kappa_4 \alpha_1} &= 0 \\
A_{5m} + B_{5m} \exp\left(-\frac{2\pi m L_5}{\sigma}\right) &= 0
\end{aligned} \tag{15}$$

Средневзвешенное давление в пласте определяется по формуле:

$$\bar{P} = \frac{1}{2L_5 \sigma} \left[\int_{-\sigma}^{\sigma} \int_0^{L_2} \bar{P}_1 dx dy + \int_{-\sigma}^{\sigma} \int_{L_1}^{L_2} \bar{P}_2 dx dy + \int_{-\sigma}^{\sigma} \int_{L_3}^{L_4} \bar{P}_3 dx dy + \right. \\
\left. + \int_{-\sigma}^{\sigma} \int_{L_4}^{L_5} \bar{P}_4 dx dy + \int_{-\sigma}^{\sigma} \int_{L_5}^{L_6} \bar{P}_5 dx dy \right] \tag{16}$$

Здесь $\bar{P}_1(x, y)$, $\bar{P}_2(x, y)$, $\bar{P}_3(x, y)$, $\bar{P}_4(x, y)$, $\bar{P}_5(x, y)$ — найденные выше стационарные распределения давлений.

При первой фазе процесса по формулам (9) — (13) можно определить забойные давления, давление на ГНК и по формуле (16) можно найти средневзвешенное давление в пласте.

В данной статье рассматривается в основном вторая фаза процесса, т. е. считается, что возмущение достигло границы пласта.

Для удобства объяснения алгоритма решения при второй фазе процесса примем следующие обозначения.

$$Z_j = \begin{pmatrix} x_j \\ y_j \end{pmatrix} \quad F_j = \begin{pmatrix} b_1^j \\ b_2^j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial x} \\ \frac{\partial P_1}{\partial y} \end{pmatrix} \quad \begin{matrix} l = 4, 3 \\ j = 1, \dots, \end{matrix} \tag{17}$$

где Z_j , F_j — вектор функции, а индекс « l » — давление зон, по которым будет двигаться газонефтяной контакт (ГНК).

Так как движение любой частицы, расположенной на ГНК, к скважине можно описать системой (6), то для того, чтобы определить стягивание ГНК, будем решать N таких систем с использованием обозначения (17)

$$\begin{aligned}
m \frac{dZ_1}{dt} &= -\frac{k_1}{\mu_n} F_1(Z) & Z_1(t_0) &= Z_1 \\
\vdots & & \vdots & \\
m \frac{dZ_N}{dt} &= -\frac{k_1}{\mu_n} F_N(Z) & Z_N(t_0) &= Z_N
\end{aligned} \tag{18}$$

За начальные значения $Z_j = \begin{pmatrix} x_j \\ y_j \end{pmatrix}$ будем брать точки, равномерно отстоящие друг от друга на ГНК. Системы (18) решаем методом Рунге-Кутты [5] с определенным шагом Δt .

Алгоритм решения задачи при второй фазе фильтрации следующий. Задается шаг Δt , по этому шагу решаются системы (18) и находятся координаты движения частиц за это время. По этим координатам определяется новая форма газонефтяного контакта. Площадь, занимаемая газом и нефтью, определяется по следующим формулам [9].

$$S_{\text{газ}}(t) = 2 \cdot \sum_{j=1}^{N-1} (y_{j+1} - y_j) x_j \quad S_{\text{нефть}}(t) = S_{\text{залеж}} - S_{\text{газ}}(t) \tag{19}$$

Время t , а также $S_{\text{газ}}$ и $S_{\text{нефть}}$ подставляются в объединенное уравнение материального баланса, полученное из (7) и (8) с использованием

ем указанной выше линеаризации, для определения средневзвешенного давления в залежи.

$$S_{нефт.}(t) \cdot h m \exp[\beta(\bar{P} P_0 - P_{ат})] + S_{газ.}(t) \cdot h m a_1 \bar{a} P = -c a_1 a h m \cdot S_{газ.}(t) + S_{но} m h \exp[\beta(P_0 \bar{P}_n - P_{ат})] + S_{го} m h a_1 a (\bar{P}_n + c) - \sum_{i=1}^3 q_i t, \quad (20)$$

где $c = \frac{a_1 b + b_1}{a_1 a}$, \bar{P}_n — средневзвешенное давление, установившееся при первой фазе, определяемое из (16), $S_{но}$ и $S_{го}$ — первоначальная площадь, занимаемая соответственно нефтью и газом. \bar{P} определяется из (20) по методу касательных [5] с заданной наперед точностью ϵ .

Для определения P_k найдем средневзвешенное давление \bar{P} подставляется в следующую формулу, полученную с помощью (16):

$$\bar{P}_k = \bar{P} - \left\{ \frac{1}{2\sigma L_5} \left[\frac{4L_1^2}{4h\kappa_1 a_1} q_1 - \frac{L_1}{2h\kappa_1 a_1} q_1 l_1 - \frac{\sigma L_1 \ln 2}{\pi h \kappa_2 a_1} q_1 + \frac{(L_2^2 - L_1^2)}{4h\kappa_2 a_1} q_2 - \frac{(L_2 - L_1)}{2h\kappa_2 a_1} q_2 l_2 - \frac{\sigma(L_2 - L_1) \ln 2}{\pi h \kappa_2 a_1} q_2 + \frac{(L_3^2 - L_2^2)}{4h\kappa_3 a_1} q_3 - \frac{(L_3 - L_2)}{2h\kappa_3 a_1} q_3 l_3 - \frac{\sigma(L_3 - L_2)}{\pi h \kappa_3 a_1} \right] \times \right. \\ \left. \times q_3 + A_1 L_1^2 \sigma + B'_1 L_1 2\sigma + A_2 (L_2^2 - L_1^2) \sigma + B'_2 (L_2 - L_1) 2\sigma + A_3 (L_3^2 - L_2^2) \sigma + B'_3 (L_3 - L_2) \cdot 2\sigma + A_4 (L_{cp}^2(t) - L_3^2) \cdot \sigma + B'_4 (L_{cp}(t) - L_3) \cdot 2\sigma + A_5 (L_5^2 - L_{cp}^2(t)) \times \right. \\ \left. \times \sigma + B'_5 (L_5 - L_{cp}(t)) 2\sigma \right\} / P_0. \quad (21)$$

Здесь $B'_j = B_j - P_k$ $j=1,2,3,4,5$, $L_{cp}(t) = \sum_{s=1}^N \frac{y_s}{n}$, где y те же, что и в (19).

И наконец вычисленные значения \bar{P}_k и $L_{cp}(t)$ подставляются в распределения давлений (9)–(12), написанные соответственно для $x=l_1+r_c$, $x=l_2+r_c$, $x=l_3+r_c$. Таким образом находятся соответствующие забойные давления \bar{P}_{1c} , \bar{P}_{2c} , \bar{P}_{3c} на новый момент времени.

Следует отметить, что на первом шаге в формулу (5) в качестве $\bar{P}_{L(t)}$ подставляется $\bar{P}_{ок}=1$. На следующем шаге в формулы (5), (17), (18), (20), (21) подставляются значения P_k , t , $S(t)$, $L_{cp}(t)$, вычисленные на предыдущем шаге, и вся процедура повторяется заново.

Отметим, что формула (21) используется при движении ГНК по зоне с проницаемостью κ_4 , а при движении ГНК по зоне с проницаемостью κ_3 используется следующая формула.

$$\bar{P}_k = \bar{P} - \left\{ \frac{1}{2\sigma L_5} \left[\frac{L_1^2}{4h\kappa_1 a_1} q_1 - \frac{L_1}{2h\kappa_1 a_1} q_1 l_1 - \frac{\sigma L_1 \ln 2}{\pi h \kappa_1 a_1} q_1 + \frac{(L_2^2 - L_1^2)}{4h\kappa_2 a_1} q_2 - \frac{(L_2 - L_1)}{4h\kappa_2 a_1} q_2 l_2 - \frac{\sigma(L_2 - L_1) \ln 2}{\pi h \kappa_2 a_1} q_2 + \frac{(L_{cp}^2(t) - L_2^2)}{4h\kappa_2 a_1} q_3 - \frac{(L_{cp}(t) - L_2)}{2h\kappa_3 a_1} q_3 l_3 - \frac{\sigma(L_{cp}(t) - L_2) \ln 2}{\pi h \kappa_3 a_1} q_3 + A_1 L_1^2 \sigma + B'_1 L_1 2\sigma + A_2 (L_2^2 - L_1^2) \sigma + B'_2 (L_2 - L_1) 2\sigma + \right. \right. \\ \left. \left. + A_3 (L_{cp}^2(t) - L_2^2) \sigma + B'_3 (L_{cp}(t) - L_2) \cdot 2\sigma + A_4 (L_5^2 - L_{cp}^2(t)) \times \right. \right. \\ \left. \left. \times \sigma + B'_5 (L_5 - L_{cp}(t)) 2\sigma \right\} / P_0.$$

$$+ A_3 (L_{cp}^2(t) - L_2^2) \sigma + B'_3 (L_{cp}(t) - L_2) 2\sigma + A_4 (L_4^2 - L_{cp}^2(t)) \sigma + B'_4 (L_4 - L_{cp}(t)) \cdot 2\sigma + A_5 (L_5^2 - L_4^2) \sigma + B'_5 (L_5 - L_4) \cdot 2\sigma \} / P_0 \quad (22)$$

По изложенному выше алгоритму решения задачи разработки нефтегазовой залежи проводились расчеты на ЭВМ БЕСМ-6, при следующих числовых значениях исходных данных в системе СИ:

$h=10$ м; $\sigma=150$ м; $r_c=0,1$ м; $L_1=200$ м; $L_2=500$ м; $L_3=800$ м; $q_1=5,787 \cdot 10^{-4}$ м³с; $L_1=350$ м, $L_2=650$ м, $L_3=950$ м; $L_4=1200$ м; $L_5=2000$ м; $m=0,18$; $\epsilon=10^{-5}$; $\mu_n=10^{-3}$ Па·с; $\mu_{го}=287 \cdot 10^{-5}$ Па·с; $\beta=2,04 \cdot 10^{-9}$ 1/Па; $P_{ко}=39226600$ Па; $P_{ат}=98066$ Па; $\kappa_1=0,50536 \cdot 10^{-13}$ м²; $\kappa_2=1,0107 \cdot 10^{-13}$ м²; $\kappa_3=1,516 \cdot 10^{-13}$ м²; $\kappa_4=2,02144 \cdot 10^{-13}$ м²; $\kappa_5=1,0107 \cdot 10^{-13}$ м².

P_k	a	b	a_1	b_1
1-06	0,9711	-0,2229	0,723	0,457
0,6-0,4	0,8928	-0,1756	1,2136	0,2907
0,4-0,25	0,7316	-0,1132	1,495	0,2220

Значения $\mu_{го}$ и коэффициентов a, b, a_1, b_1 соответствуют метану.

В таблице в качестве примера показано изменение во времени основных показателей исследуемого процесса. Из таблицы видно, что наименьшее забойное давление на начало второй фазы процесса разработки наблюдается в первом ряду скважин, а наибольшее давление —

t , сут.	\bar{P}_{c_1} (безр.)	\bar{P}_{c_2}	\bar{P}_{c_3}	$\bar{P}_{ГНК}$	\bar{P}	\bar{P}_k	$L _{y=0}$ (м)	$L _{y=\sigma}$
0	0,857	0,894	0,923	0,965	0,939	1	1200	1200
84	0,824	0,860	0,889	0,932	0,909	0,965	1176,6	1176,6
168	0,795	0,832	0,861	0,903	0,880	0,935	1153,3	1153,3
252	0,768	0,804	0,834	0,876	0,852	0,906	1129,9	1130,0
336	0,742	0,778	0,807	0,850	0,825	0,878	1106,5	1106,5
420	0,717	0,753	0,782	0,825	0,800	0,852	1083,2	1083,3
504	0,693	0,729	0,758	0,801	0,775	0,826	1059,8	1060,0
588	0,670	0,706	0,735	0,777	0,752	0,801	1036,5	1036,8
672	0,648	0,684	0,713	0,753	0,729	0,778	1013,0	1013,5
756	0,626	0,662	0,691	0,729	0,707	0,755	989,5	990,4
840	0,606	0,642	0,671	0,706	0,685	0,732	965,9	967,3
924	0,585	0,622	0,651	0,685	0,665	0,711	942,2	944,4
1008	0,566	0,602	0,631	0,664	0,645	0,691	918,3	921,5
1092	0,548	0,584	0,613	0,643	0,626	0,671	893,0	898,8
1176	0,530	0,575	0,604	0,624	0,617	0,661	881,5	887,6
1260	0,521	0,566	0,595	0,614	0,608	0,652	868,6	876,5
1344	0,512	0,557	0,586	0,603	0,599	0,642	855,2	865,5
1428	0,504	0,549	0,578	0,591	0,590	0,633	840,6	854,6
1512	0,504	0,541	0,570	0,578	0,582	0,625	822,2	843,9
1596	0,501	0,538	0,567	0,574	0,579	0,621	800,1	839,4

в третьем ряду. Давление на ГНК выше средневзвешенного давления в залежи. Перепад давлений между \bar{P}_k и \bar{P}_{c_1} , \bar{P}_k и \bar{P}_{c_2} , \bar{P}_k и \bar{P}_{c_3} в начальный момент времени равен 0,143; 0,106; 0,077; затем по истечении времени происходит уменьшение значений этих величин и к моменту прорыва ГНК к третьему ряду нефтедобывающих скважин тот же перепад давлений равен 0,120; 0,083; 0,054. Следовательно, в процессе разработки залежи происходит монотонное снижение перепадов давления между контуром питания и скважинами ($\bar{P}_k - \bar{P}_{c_1}$).

В конце таблицы также можно увидеть, что вытеснение нефти по главной линии тока происходит полностью, а по нейтральной линии на 90,2%, при этом к моменту прорыва газа к третьему ряду скважин давление на ГНК становится ниже средневзвешенного давления в пласте и близким к значению забойного давления скважин, находящихся в третьем ряду.

Отметим, что по решению данной задачи можно также вычислить (как частный случай решения) вышеуказанные параметры для однородного пласта.

Литература

1. Абасов М. Т. Гидродинамические исследования разработки газонефтяных и газоконденсатных месторождений. — В кн.: Теория и практика добычи нефти. М.: Недра, 1968.
2. Абасов М. Т., Калантаров А. Ш., Кулиев А. М., Мамиев Г. С. — АНХ, 1972, № 12.
3. Абасов М. Т., Кулиев А. М. — АНХ, 1961, № 1 и 2.
4. Ганиев Н. М. Материалы республиканской научно-теоретической конференции по геологии и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, посвященной 60-летию образования СССР. — Баку, 1982.
5. Демидович Б. П., Марон И. А. Основы вычислительной математики. — М.: Наука, 1970.
6. Джалилов К. Н., Ганиев Н. М., Джалалов Г. И., Оруджалиев Ф. Г., Салманова С. С. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1983, № 5.
7. Керим-заде В. С. — НТС, 1981, № 75.
8. Сомов В. Ф. Исследование уменьшения остаточных запасов нефти при разработке нефтегазовых залежей. — Деп. ВИНТИ, 1977.
9. Фихтенгольц Г. М. Курс дифференциального и интегрального исчисления, т. 2. — М.: Наука, 1970.

Н. М. Ганиев

ГЕЈРИ-БИРЧИНСЛИ ЈАТАГЛАРДА НЕФТИН ГАЗМА ГУЈУЛАР СИСТЕМИНЭ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫ ҺАГГЫНДА

Мәғаләдә гејри-бирчинсли золағвары јатағда реал газын физики хассәләри нәзәрә алынмағла нефтин газла сыхышдырылмасы мәсәләсинин һәллине бахылар. Һәрәкәт тәңлији хәттиләндирилдикдән сонра гојулмуш мәсәлә дәјишәнләри ајырма, мугәјисә вә гәрәрлашмыш һалларын ардычыл нөвбәләшмәси үсулларындан истифадә етмәклә һәли едилер. Алынмыш дүстурларә әсасән ЕНМ-дә өјрәнилән процесин әсас көстәричиләри һесаблинар.

N. M. Ganiev

ON THE INVESTIGATIONS OF OIL DISPLACEMENT WITH GAS IN A SYSTEM OF WELLS IN HOMOGENEOUS RESERVOIRS

The present article solves the problem of oil displacement with gas in a heterogeneous striped-like reservoir taking into account real gas characteristics. After linearization of the real gas movement equation the problem is solved using methods of variables distinction, comparison and successive change of stationary states. The main indices characterizing the process studied are computered on the base of the above-described solution.

УДК [622.279+622.276] (1—04)

М. К. Виноградов

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССА ИСТОЩЕНИЯ ДВУХФАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Известно, что на больших глубинах двухфазные углеводородные залежи — газоконденсатнефтяные и нефтегазоконденсатные с точки зрения фазовых состояний обладают схожими признаками. Так, в обоих случаях газовая фаза (свободный газ) может подчиняться законам ретроградности. В процессе подготовки таких месторождений к разработке с целью оценки коэффициентов конденсатоотдачи обычно в лабораторных условиях моделируется процесс истощения только газовой фазы, что неизбежно приводит к определенным погрешностям [1, 2]. Погрешности здесь связаны, на наш взгляд, не только с тем, что указанное моделирование осуществляется в отсутствие пластовой нефти, но и качественным различием процессов истощения в указанных системах, обусловленным положением последних на фазовой диаграмме «давление — газовый фактор».

Для наглядности рассмотрим результаты исследования фазового состояния тройной системы метан—бутан—декан (Сейдж). На рис. 1 представлено изменение содержания компонента C_{10} в газовой фазе в зависимости от давления. Эти исследования охватывают как область ретроградных, так и область нормальных процессов. Из рисунка видно, что если в ретроградной области содержание C_{10} с падением давления уменьшается (участок АВ), то в области нормальных процессов (участок ВС) его концентрация в газовой фазе резко возрастает.

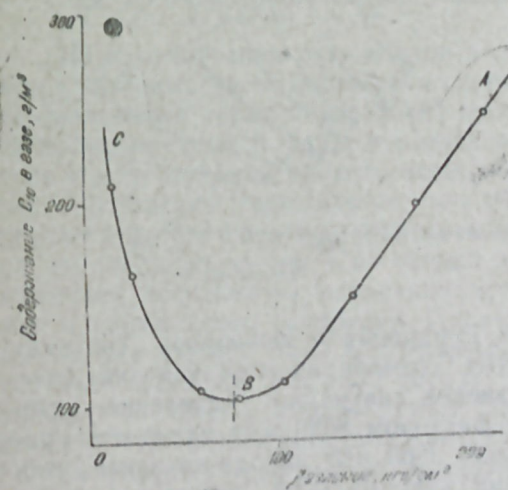


Рис. 1. Изотерма конденсации тройной смеси C_1 — nC_4 — C_{10} (по Сейджу).

Для исследования был использован природный газ месторождения Булла-море (Азербайджанская ССР) следующего состава, %: C_1 —93,55, C_2 —3,77, C_3 —1,27, C_4 —0,55, C_{5+} —0,12, CO_2 —0,74 и конденсат этого месторождения. Из указанных образцов на установке УГК-3 была составлена рекомбинированная проба с газовым фактором 11000 м³/т. Термодинамическое равновесие было достигнуто при давлении 270 кгс/см² и температуре равной 62°С, не растрившаяся в газе часть конденсата при этих параметрах была принята в качестве модели нефти и использовалась в последующих опытах.

Исследуемые системы представляли собой смеси полученной газовой фазы и принятой модели нефти в различных соотношениях.

Таким образом, осуществлялось условие идентичности состава фаз в различных системах, общий состав которых определялся объемными сочетаниями газовой и жидкой пластовых фаз и при этом исключался фазовый переход компонентов в процессе создания системы — то есть соблюдалось правило фаз Гиббса.

Так, конденсатосодержание газовой фазы в рассматриваемых системах составило 64,3 г/м³, при плотности конденсата 0,7816 г/см³. Модель нефти имела следующую характеристику: плотность — 0,8400 г/см³, газонасыщенность — 127 м³/т, коэффициент увеличения объема 1,23. Газовые факторы смесей составили, м³/т: 11287, 8628, 5727, 4677, 3800. Данные полученных контактных изотерм (при $t=62^\circ\text{C}$) были использованы для построения фазовой диаграммы «давление—газовый фактор» (рис. 2).

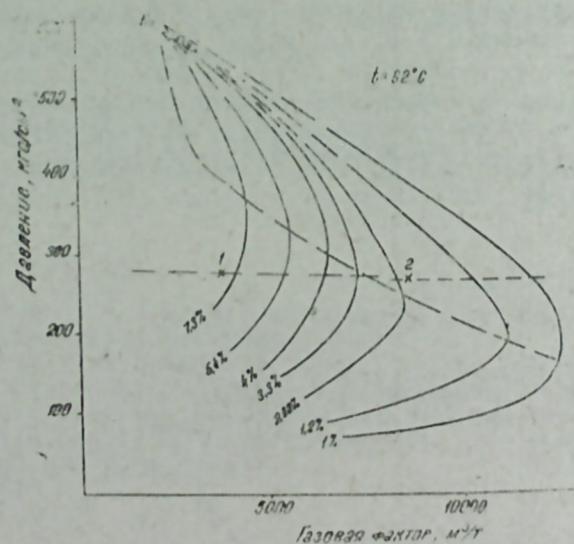


Рис. 2. Фазовая диаграмма «давление — газовый фактор»: κ — критическая точка; шифр кривых соответствует содержанию жидкой фазы; x_1 — система 1; x_2 — система 2.

При моделировании процессов истощения в указанных системах соблюдалось постоянство начальных термобарических условий ($p=270$ кгс/см², $t=62^\circ\text{C}$). На фазовой диаграмме «давление—газовый фактор» система 2 с газовым фактором 8680 м³/т находится правее, а система 1 с газовым фактором 3800 м³/т находится левее геометрического места точек давлений максимальной конденсации. Та-

ким образом, рассматриваемые системы представляют собой модели двухфазных углеводородных залежей, одна из которых (2) находится в области ретроградных процессов, а другая (1) в области нормальных процессов. Процесс истощения осуществлялся выпуском газовой фазы. Результаты опытов представлены на рис. 3—6.

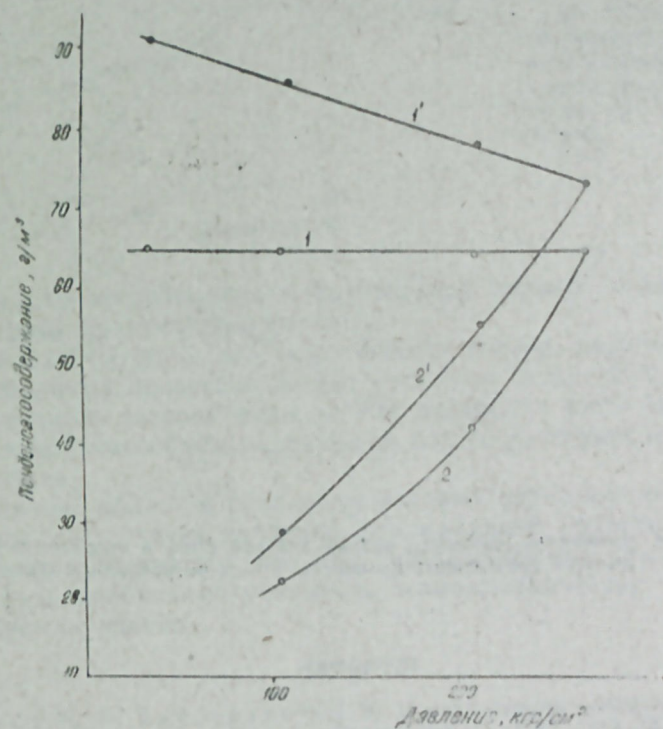


Рис. 3. Зависимость конденсатосодержания от давления: 1,1' — соответственно товарный конденсат и C_{5+} в области нормальных процессов; 2,2' — соответственно товарный конденсат и C_{5+} в ретроградной области.

Из рассмотрения результатов исследования становится очевидным, что в зависимости от положения системы на фазовой диаграмме характер изменения таких показателей процесса истощения, как конденсатосодержание газовой фазы и удельного веса последней, различен. Так, если в ретроградной области величина конденсатосодержания в процессе истощения уменьшается, то в области нормальных процессов она возрастает. Что касается удельного веса газовой фазы, то в первом случае он уменьшается, а во втором возрастает. Наблюдаемые явления являются результатом различных процессов: ретроградной конденсации и нормального испарения. Последнее подтверждается и изменением свойств жидкой фазы в изучаемых процессах (рис. 5, 6). Конденсатототдача составила в первом случае по товарному конденсату — 35%, по C_{5+} — 41%, во втором случае по товарному конденсату — 100%, по C_{5+} — 115% по отношению к потенциалу газовой фазы.

Результаты проведенных исследований о. Песчаный (Азербайджан-

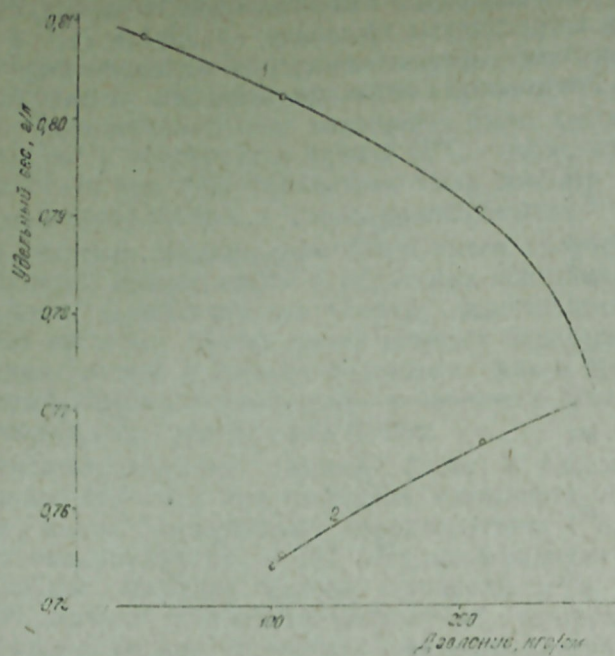


Рис. 4. Изменение удельного объема газовой фазы в процессе истощения: 1 — в области нормальных процессов; 2 — в ретроградной области

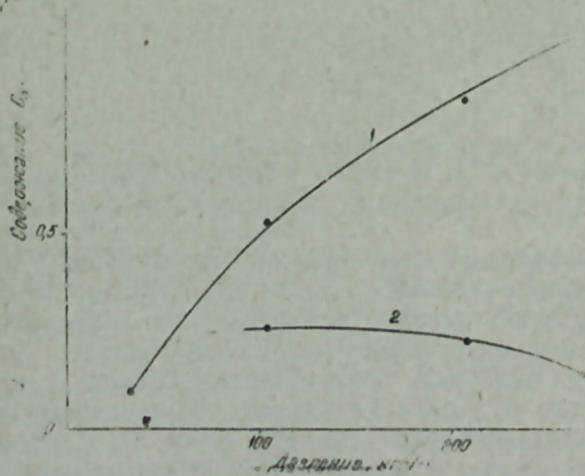


Рис. 5. Изменение содержания C_{5+} в газе дегазации «нефти» в процессе истощения: 1 — в области нормальных процессов; 2 — в ретроградной области

ская ССР). Залежь является нефтяной с газовой шапкой. Скважина № 237 работает с газовой шапки. Она вступила в эксплуатацию в 1970 г. с начальным конденсатосодержанием 55 г/м^3 . Плотность конденсата составляла $0,7842 \text{ г/см}^3$. Изучение динамики (по данным промысла) изменения конденсатосодержания и плотности конденсата во времени показало, что эти показатели практически не изменялись и в

1979 г. конденсатосодержание составило 61 г/м^3 , а плотность конденсата $0,7840 \text{ г/см}^3$. Следует отметить, что залежь эксплуатируется в режиме газовой шапки.

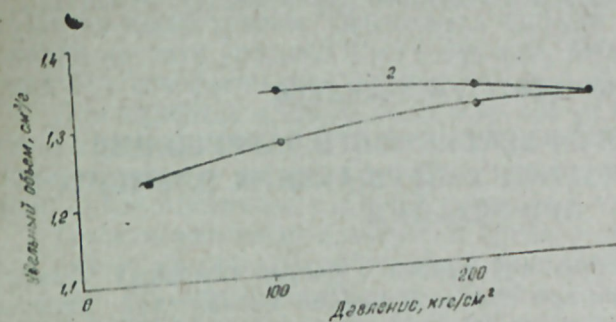


Рис. 6. Изменение удельного объема «нефти» в процессе истощения: 1 — в области нормальных процессов; 2 — в ретроградной области

Результаты исследования и фактический пример позволяют сделать некоторые практические выводы:

1. Конденсатоотдача для газонефтяных систем, находящихся в области нормальных процессов, может составить более 100% по отношению к потенциалу газовой фазы за счет испарения части жидкой фазы.
 2. Фазовый массообмен различается как по интенсивности, так и по экстенсивности.
 3. Границей областей различных фазовых переходов является геометрическое место точек давлений максимальной конденсации.
- Становится очевидным, что при прогнозировании величины конденсатоотдачи необходимо учитывать термодинамические особенности данного месторождения.

Литература

1. Оприц М. А., Виноградов М. К. К определению коэффициента конденсатоотдачи двухфазных (по углеводородам) залежей. — АНХ, 1983, № 5.
2. Покровский К. В., Дьяченко И. И. Исследование влияния присутствия нефти на изменение потерь и добычи конденсата при дифференциальной конденсации. — Газовое дело, 1969, № 3, стр. 9—11.
3. Сейдж Б. Х. Термодинамика многокомпонентных систем. М.: Недра, 1969, стр. 284—285.

М. К. Виноградов

ТҮКЭНМЭ ПРОСЕСИНИН КӨСТЭРИЧИЛЭРИНЭ ЈАТАГ НӨВҮНҮН ТЭСИРИ

Мэгалэдэ нефт-газ системинин вэзијјэтилэ элагэдэр олараг, табин режимдэ онун түкэнмэ дөврүндэ, фаз диаграмында «тэзјиг-газ фактору»нун конденсатвермэ эмсалына тэсири мөсөлэлэринэ бахылмышдыр.

Нефт-газ системинин түкэмэ дөврүндэ онун ретротрад вэ нормал просеслэр саһэсиндэ јерлэшмэсиндэн асылы олараг, фаз күтлэви дэјишмэ просесинин фэрги көстэрилмишдыр.

М. К. Vinogradov

EXPERIMENTAL STUDY OF THE PROCESS OF TWO-PHASE HYDROCARBON DEPOSIT DEPLETION

The article deals with problems connected with the influence of gas-oil system position on a phase diagram pressure - gas factor upon coefficients of condensate recovery at its depletion under natural drive.

The author shows the difference of phase mass change processes depending on the fact whether the system is in a sphere of retrograde or normal processes under its natural depletion.

УДК 622.24.026.3

Б. В. БАЙДЮК, Г. М. ЭФЕНДИЕВ

О ВЗАИМОСВЯЗИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД И ИЗНОСА РАЗРУШАЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ РЕЗАНИИ

Установление закономерностей износа с учетом основных факторов имеет важное значение при прогнозировании показателей работы долот. Необходимость получения закономерностей в виде зависимости эффективности разрушения горных пород от основных факторов возникает в данном случае по следующей причине.

Необходимо оценить влияние роли резания на эффективность разрушения горных пород различной категории абразивности. В качестве характеристики вида воздействия на породу принято отношение горизонтального перемешивания индентора к вертикальному — k_* [1]. В таком случае становится ясным, что с увеличением параметра k_* увеличивается роль режущего воздействия. А в чем будет состоять роль режущего воздействия — в увеличении эффективности разрушения или уменьшении его за счет абразивного износа — это и должны показать результаты эксперимента.

При планировании и проведении эксперимента необходимо иметь в виду, что горные породы, обладая различными механическими свойствами, по-разному оказывают влияние на износ породоразрушающего инструмента [2].

Исходя из этого, для решения поставленных задач были отобраны образцы пород, представляющих различные площади Азербайджана; предварительно определены показатели их механических свойств по ГОСТ 12288—66 и абразивность согласно [3].

Образцы пород были разделены на пять групп с категориями абразивности по 12-балльной шкале: 1, 3, 5, 7, 9.

Исследования проводились на приборе ИРА-2 конструкции ВНИИБТ, который позволяет изучать износ различных наконечников в контакте с горными породами [5].

При проведении опытов фиксировалось время контакта и замерялся объем зоны разрушения. Износ породоразрушающих элементов, изготовленных из долотной стали в виде цилиндрического штампа, резца и клина, замерялся взвешиванием на аналитических весах до и после опыта с точностью до 0,01 мг. В качестве факторов были выбраны: абразивность, нагрузка на индентор, предел текучести, кинематический параметр k_* .

Опыты проводились как при воздействии без смещения, так и режущем воздействии индентора путем изменения значений параметра k_* . В процессе опыта головка, на которой закреплен индентор, совершает вращательное движение, получаемое от электродвигателя через редуктор. Помимо вращения индентор имеет возможность перемещаться

по вертикали. При этом вертикальная нагрузка осуществляется с помощью рабочей пружины, предварительно оттарированной перед проведением эксперимента.

В качестве выходных параметров фиксировались объем зоны разрушения пород и износ индентора в единицу времени. Факторы варьировали на пяти уровнях. Таким образом, был реализован эксперимент типа 5^3 с использованием соответствующей матрицы планирования.

Для наиболее полного представления результатов в виде множественных уравнений в качестве фактора, учитывающего осевое усилие, при определении зависимости объема зоны разрушения в единицу времени брали отношение удельной нагрузки к пределу текучести породы.

Такое использование значений предела текучести горных пород, как одного из главных показателей механических свойств, оправдывается тем, что этот показатель не является управляемым, и трудно обеспечить такие условия, чтобы поддерживать его значения на необходимом уровне. А использование предела текучести горных пород в первой степени также возможно в данном случае, так как отобранные породы по значениям этого параметра располагаются в узком диапазоне.

По результатам экспериментов были построены зависимости в виде множественных уравнений регрессии, коэффициенты которых найдены методом случайного поиска с помощью имеющихся программ на ЭВМ:

$$\frac{V_{зр}}{\tau} = 0,026 \frac{p}{p_0}^{1,6} (1 - 0,0028 A^{2,3} + 0,035 k_* - 0,0008 A k_*^2) \quad (1)$$

Следует отметить, что значения выходных параметров являются средними 4—7 параллельных наблюдений, определенных в результате последовательного анализа.

С помощью полученных моделей объема зоны разрушения производились расчеты для разных значений абразивности A и кинематического параметра k_* . Находилось отношение объема зоны разрушения с износом к объему зоны разрушения без учета износа (т. е. при $k_* = 0$; $A = 1$):

$$K = \frac{V_{зр}}{V_{зр_0}} \quad (2)$$

Отношение K можно условно назвать коэффициентом эффективности режущего воздействия. Результаты расчетов отражены в таблице, которая показывает роль износа с увеличением значения k_* .

A	k_*					
	0	1,5	3,0	4,5	6,0	7,5
1	1,0	1,051	1,098	1,142	1,182	1,218
3	0,967	1,015	1,051	1,077	1,092	1,095
5	0,889	0,933	0,958	0,966	0,955	0,927
7	0,756	0,796	0,810	0,800	0,765	0,703
9	0,563	0,599	0,604	0,574	0,513	0,420

Как видно из таблицы, для пород первой и третьей категорий абразивности коэффициент эффективности растет с увеличением k_e . Здесь увеличение роли резания положительно влияет на эффективность разрушения. А для пород пятой категории абразивности при $k_e > 4,5$ резание неэффективно, вследствие уменьшения коэффициента эффективности. Ясно, что при увеличении параметра k_e увеличивается эффективность разрушения. Однако наряду с этим увеличивается и износ породоразрушающего элемента. Если для пород первой—третьей категорий абразивности k_e тем больше, чем больше во всех случаях увеличение объема зоны разрушения, хотя и износ растет вследствие увеличения k_e , то для пород более высоких категорий абразивности (для пятой при $k_e > 4,5$, седьмой и девятой при $k_e > 3$) падение объема зоны разрушения от наличия износа опережает его рост.

При использовании рассмотренных данных для обоснования целесообразности перехода от шарошечных долот к долотам режущего типа необходимо установить соответствующие этим долотам уровни параметра k_e . Согласно [1] можно рассчитать, что величина k_e для шарошечных долот, приближенно, находится в диапазоне 0,1—1,5.

Для случая режущего воздействия параметр k_e приближенно равен котангенсу угла скалывания (т. е. котангенсу между поверхностью скалывания и горизонтальной плоскостью). Так как этот угол в зоне воздействия режущего элемента постепенно на пути продвижения острия увеличивается от нескольких градусов до 25—40°, то при этом k_e изменяется от величины большей 10 до значения, лишь немного превышающего 1, т. е., приближенно, величина этого параметра для элементарного акта воздействия режущего элемента на породу изменяется в диапазоне 1,15—10.

На основании сказанного можно предварительно показать, что в приведенной таблице зона, относящаяся к шарошечным долотам, заштрихована горизонтальными линиями, а зона, относящаяся к долотам режущего действия — вертикальными. На зону с двойной штриховкой приходятся, в основном, долота типов «М» и «МС», которые в нашем рассмотрении в дальнейшем должны сопоставляться с долотами режущего типа. При рассмотрении зоны с вертикальной штриховкой видно, что при абразивности пород выше пятой категории в элементарном акте воздействия на породу начинает проявляться тенденция к снижению разрушающей способности элемента вооружения долота.

Все сказанное служит только обоснованием рекомендуемой тенденции при выборе долот, однако не обуславливает возможности выбора долота в конкретных условиях.

Для получения окончательных результатов по определению наиболее эффективного соответствия типов долот свойствам горных пород, а также их рациональному использованию необходимо располагать информацией о реальных условиях отработки долот, их показателях работы и износе.

Такая информация позволит, используя результаты экспериментальных исследований в лабораторных условиях, разработать мероприятия по рациональному использованию долот режущего типа.

Таким образом, можно предварительно заключить, что для пород с абразивностью пятой и выше категорий начинает сказываться влияние резания на износ породоразрушающего элемента, что приводит к неуклонному снижению эффективности режущего воздействия.

Литература

1. Байдюк Б. В., Бугаев В. Н. К методике испытания горных пород методом сложного вдавливания. / Информ, научно-технич. сборник «Бурение», № 7, 1969.
2. Спивак А. И. Абразивность горных пород. — М.: Недра, 1972. — 240 с.
3. Байдюк Б. В., Пьянков Н. Я., Родионов Ю. С., Андреев В. А. Экспериментальные исследования показателей абразивности горных пород на разрушающую способность вооружения буровых долот при различной кинематике его воздействия на породу. — В сб.: Исследование физико-механических свойств горных пород. Труды ВНИИБТ, вып. 39.—М., 1976, с. 78—83.

Б. В. Байдюк, Г. М. Эфендиев

КӨСМӨ ЗАМАНЫ ДАҒ СҮХУРЛАРЫНЫН ДАҒЫДЫЛМАСЫ ЭФФЕКТИВЛИГИ ВӘ ДАҒЫДЫЧЫ ЭЛЕМЕНТЛӘРИН ЈЕЈИЛМӘСИ АРАСЫНДАКЫ ГАРШЫЛЫГЛЫ ЭЛАГӘ ЫАГГЫНДА

Мәғаләдә эксперимент нәтижәсиндә алынмыш дағ сүхурларынын дағыдылмасы вә бунула јанашы дағыдычы элементин јејилмәсн ганунаујғундуглары тәһлил олунур.

Көстәрилмишдир ки, үчүнчүдән јухары абразивлик категоријасына малик олан сүхурларда кәсилмәнин ролу күчләндикчә дағыдычы элементин јејилмәси сүхурун дағылмыш һәчминин артма темпини бир гәдәр ашағы салыр.

B. V. Baidyuk, G. M. Efendiev

ON INTERCONNECTION OF ROCKS BREAKDOWN EFFECTIVENESS AND BREAKING ELEMENTS WEAR WHEN CUTTING

The article gives the results of the analysis of experimental data on the rocks breakdown study and simultaneous wear of rock breaking elements. It is shown that for rocks with abrasion category being more than the third one, while strengthening the cutting importance, wear of a breaking element (indenter) goes ahead of breakdown effectiveness growth.

УДК 622.24.026.3

А. А. ИМАНОВ

НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД В УСЛОВИЯХ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Напряженное состояние пород на оси симметрии для случая постоянства контактного напряжения рассмотрено в работе [1] и представлено следующим образом:

$$\begin{aligned} \sigma_z &= p_{ш} \left[\frac{z^3}{V(a^2+z^2)^3} - 1 \right] \\ \sigma_r = \sigma_\theta &= \frac{p_{ш}}{2} \left[\frac{2(1+\mu)z}{V(a^2+z^2)} - \frac{z^3}{V(a^2+z^2)^3} - (1+2\mu) \right] \\ \sigma_k &= \frac{\sigma_r - \sigma_z}{2} = \frac{p_{ш}}{2} \left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)z}{V(a^2+z^2)} - \frac{1,5z^3}{V(a^2+z^2)^3} \right], \end{aligned} \quad (1)$$

где $p_{ш} = \frac{G}{\pi a^2}$ — контактное напряжение под штампом;

G — нагрузка на штамп, $2a$ — диаметр штампа;

μ — коэффициент Пуассона;

$\sigma_z, \sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_k$ — вертикальное, радиальное, тангенциальное и касательное напряжения, соответственно.

В работе Т. Г. Фараджева, М. Д. Фаталиева и др. [2] напряженное состояние пород рассматривалось для двух случаев:

1. Когда породы полностью изолированы от воздействия жидкости и соответствуют непроницаемой породе:

$$\begin{aligned} \sigma_z &= (p_{ш} + p_{шд}) \left[\frac{z^3}{V(a^2+z^2)^3} - 1 \right] \\ \sigma_r = \sigma_\theta &= \frac{1}{2} (p_{ш} + p_{шд}) \left[\frac{2(1+\mu)z}{V(a^2+z^2)} - \frac{z^3}{V(a^2+z^2)^3} - (1+2\mu) \right] \\ \sigma_k &= \frac{\sigma_r - \sigma_z}{2} = \frac{1}{2} (p_{ш} + p_{шд}) \left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)z}{V(a^2+z^2)} - \frac{1,5z^3}{V(a^2+z^2)^3} \right] \end{aligned} \quad (2)$$

2. Когда боковая поверхность и нижний торец образцов изолированы, а верхний торец образцов открыт и по кольцевой поверхности жидкость будет фильтроваться и уравновешивать гидростатическое давление в порах. В этом случае порода будет сжиматься под действием лишь дифференциального давления (Δp).

$$\sigma_z = p_{ш} + \frac{k_n z^2}{k_{np} t} \left[\frac{z^3}{V(a^2+z^2)^3} - 1 \right]$$

$$\begin{aligned} \sigma_r = \sigma_\theta &= \frac{1}{2} \left(p_{ш} + \frac{\eta k_n z^2}{k_{np} t} \right) \left[\frac{2(1+\mu)z}{V(a^2+z^2)} - \frac{z^3}{V(a^2+z^2)^3} - (1+2\mu) \right] \\ \sigma_k &= \frac{1}{2} \left(p_{ш} + \frac{\eta k_n z^2}{k_{np} t} \right) \left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)z}{V(a^2+z^2)} - \frac{1,5z^3}{V(a^2+z^2)^3} \right] \end{aligned} \quad (3)$$

В уравнениях (2) и (3) не полностью моделируются геостатическое и пластовое давления. В реальных условиях бурения породы на забое находятся под воздействием геостатического, гидростатического и пластового давлений.

Рассматриваемую нами задачу сформулируем следующим образом.

Имеется горный массив, который находится в равномерном всестороннем сжатии под действием геостатического давления. Внутри массива действует пластовое давление ($p_{пл}$), направленное против геостатического. На массиве выделен цилиндр.

Граничные условия задачи таковы. На боковой поверхности, нижнем и верхнем торце цилиндра $\sigma = p_{геол}$. На верхнем торце цилиндра действует усилие от штампа $p_{ш}$ и от гидростатического давления промывочной жидкости $p_{гид}$, т. е. для

$$0 \leq r \leq a; z = 0; \sigma_{z(r,0)} = p_{ш} + p_{шд}$$

Эту задачу разделили на две задачи:

1. На боковую поверхность, на нижний и верхний торец цилиндра действует геостатическое давление:

$$\sigma = p_{геол} \quad (4)$$

2. На боковой поверхности и на нижнем торце цилиндра $\sigma_r = \sigma_z = 0$, а верхний торец находится под действием силы

$$\sigma_z = \sigma_{шд} + p_{ш} - p_{геол} \quad (5)$$

Очевидно, суперпозиция этих двух решений будет решением общей задачи, так как суперпозиция граничных условий первой и второй задачи дает граничные условия исходной задачи, а уравнение равновесия линейное и одинаково в обеих задачах.

Решение первой задачи, очевидно, будет характеризовать однородное напряженное состояние тела (уравнение равновесия при этом удовлетворяется автоматически).

Значения напряжений находим из граничных условий:

$$\sigma_z = \sigma_{геол}; \quad \sigma_r = \sigma_\theta = p_{геол}; \quad \sigma_k = 0 \quad (6)$$

Учитывая действие пластового давления,

$$\begin{aligned} \sigma_z &= p_{геол} - n p_{пл} \\ \sigma_r = \sigma_\theta &= p_{геол} - n p_{пл} \\ \sigma_k &= 0 \end{aligned} \quad (7)$$

В нашем случае в (1) вместо $p_{ш}$ согласно (5), должно быть $p_{ш} + p_{шд} - p_{геол}$.

Тогда (1) запишется в виде:

$$\sigma_z = (p_{ш} + p_{шд} - p_{геол}) \left[\frac{z^3}{V(a^2+z^2)^3} - 1 \right]$$

$$\sigma_r = \sigma_\theta = \frac{(p_{ш} + p_{шл} - p_{геол})}{2} \left[\frac{2(1+\mu)z}{\sqrt{(a^2+z^2)}} - \frac{z^3}{\sqrt{(a^2+z^2)^3}} - (1+2\mu) \right] \quad (8)$$

$$\sigma_k = \frac{\sigma_r - \sigma_z}{2} = \frac{(p_{ш} + p_{шл} - p_{геол})}{2} \left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)z}{\sqrt{a^2+z^2}} - \frac{1,5z^3}{\sqrt{(a^2+z^2)^3}} \right]$$

Тогда общее решение исходной задачи будет суперпозицией решений (7) и (8):

$$\sigma_z = (p_{ш} + p_{шл} - p_{геол}) \left[\frac{z^3}{\sqrt{(a^2+z^2)^3}} - 1 \right] + p_{геол} - np_{пл} \quad (9)$$

$$\sigma_r = \sigma_\theta = \frac{p_{ш} + p_{шл} - p_{геол}}{2} \left[\frac{2(1+\mu)z}{\sqrt{a^2+z^2}} - \frac{z^3}{\sqrt{(a^2+z^2)^3}} - (1+2\mu) \right] + p_{геол} - np_{пл}$$

$$\sigma_k = \frac{\sigma_r - \sigma_z}{2} = \frac{(p_{ш} + p_{шл} - p_{геол})}{2} \left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)z}{\sqrt{a^2+z^2}} - \frac{1,5z^3}{\sqrt{(a^2+z^2)^3}} \right]$$

Если учесть, что при вдавливании штампа по кольцевой поверхности образца вокруг штампа будет фильтроваться жидкость и уравновешивать гидростатическое давление в порах и порода будет сжиматься в области фильтрации под действием дифференциального давления, равного $\Delta p = p_{пл} - p_{пл}$, а не полным гидростатическим давлением, как в случае (9), то в решении (9) вместо $p_{шл}$ необходимо написать Δp .

Определим P следующим образом. На основании общего закона фильтрации и уравнения баланса объема отфильтрованной жидкости за время t до определенной глубины (z) породы можно написать:

$$F_{зр} \frac{k_{пр} \Delta p}{\eta} t = F_{зр} k_n z, \quad (10)$$

где $F_{зр}$ — площадь зоны разрушения;
 η — вязкость жидкости, создающей давление;
 $k_{пр}$ — проницаемость;
 k_n — пористость;
 t — время проникновения жидкости;
 z — глубина проникновения жидкости.

В уравнении (10) не учитывается объем вытесненной жидкости под штампом как величина малая по сравнению с объемом отфильтрованной жидкости.

$$\text{Тогда } \Delta p_{зр} = \frac{k_n \cdot \eta}{k_{пр} t} z^2 \quad (11)$$

Учитывая (11), решение (9) можно представить следующим образом:

$$\sigma_z = \left(p_{ш} - p_{геол} + \frac{k_n \eta}{k_{пр} t} z^2 \right) \left[\frac{z^3}{\sqrt{(a^2+z^2)^3}} - 1 \right] + p_{геол} - np_{пл}$$

$$\sigma_r = \sigma_\theta = \left(-\frac{p_{ш} - p_{геол}}{2} + \frac{k_n \eta}{2k_{пр} t} z^2 \right) \left[\frac{2(1+\mu)z}{\sqrt{(a^2+z^2)}} - \frac{z^3}{\sqrt{(a^2+z^2)^3}} - (1+2\mu) \right] + p_{геол} - np_{пл} \quad (12)$$

$$\sigma_k = \left(\frac{p_{ш} - p_{геол}}{2} + \frac{k_n \eta}{2k_{пр} t} z^2 \right) \left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)z}{\sqrt{a^2+z^2}} - \frac{1,5z^3}{\sqrt{(a^2+z^2)^3}} \right]$$

Если порода непроницаемая и $p_{пл} = 0$, тогда

$$\sigma_z = (p_{ш} + p_{шл} - p_{геол}) \left[\frac{z^3}{\sqrt{(a^2+z^2)^3}} - 1 \right] + p_{геол}$$

$$\sigma_r = \sigma_\theta = \frac{p_{ш} + p_{шл} - p_{геол}}{2} \left[\frac{2(1+\mu)z}{\sqrt{a^2+z^2}} - \frac{z^3}{\sqrt{(a^2+z^2)^3}} - (1+2\mu) \right] + p_{геол} \quad (13)$$

$$\sigma_k = \frac{\sigma_r - \sigma_z}{2} = \frac{(p_{ш} + p_{шл} - p_{геол})}{2} \left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{(1+\mu)z}{\sqrt{a^2+z^2}} - \frac{1,5z^3}{\sqrt{(a^2+z^2)^3}} \right]$$

Как видно из уравнений (12) и (13), учет геостатического и пластического давлений оказывает существенное влияние на напряженное состояние горных пород в условиях забоя скважин. Произведены численные расчеты изменения σ_z , σ_r и σ_k от воздействия геостатического и порового давлений и показана достоверность полученных решений.

Заключение

На основе теории упругости решена новая задача напряженного состояния горных пород под цилиндрическим штампом с плоским основанием, учитывающая геостатическое, поровое, гидростатическое давления и наличие фильтрации жидкости на поверхности забоя скважин.

Литература

1. Шрейнер Л. А. и др. Механические и абразивные свойства горных пород.— М.: Гостоптехиздат, 1958.
2. Фараджев Т. Г., Фаталиев М. Д. и др. Экспериментальное исследование напряженного состояния горных пород в условиях забоя скважины. — В кн.: Вопросы бурения нефтяных и газовых скважин/Труды АзНИИБурнефть, Л.: Недра, 1965, вып. VII.

А. Э. Иманов

ГУЈУДИБИ ШЭРАИТИНДЭ СҮХУРЛАРЫН КЭРКИНЛИК ВЭЗИЛЖЭТИ

Мөгалэдэ гујудиби шэраитини нэзэрэ алараг штамп алтында вертикал, радиал вэ тохунан кэркинликлэрин пайланмасы верилмишдир.

А. А. Imanov

THE RESEARCH OF THE MINING ROCKS INVESTIGATION METHODS AND THEIR LOADING SCHEME IN THE CONDITIONS SIMULATING THE BOTTOM-HOLE CONDITIONS

The article deals with the methods of the carrying out of the experiments and the scheme of rock samples loading at the investigation of mechanical characteristics of mining rocks in the conditions of geostatic, formation pressures and hydrostatic pressure of flushing fluid column

УДК 622.24.051.004.6

А. Э. КУЛИЕВ

МЕТОДИКА ЭФФЕКТИВНОЙ ОБРАБОТКИ ШАРОШЕЧНОГО ДОЛОТА ПРИ ТУРБИННОМ БУРЕНИИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Время эффективной работы долота на забое, как один из основных показателей бурения, зависит от износостойкости металла, механических свойств горных пород и параметров режима бурения.

Рассматриваемый вопрос являлся объектом неоднократного обсуждения, по которому был предложен ряд критериев, а именно: максимум рейсовой скорости, максимальное значение произведения проходки на среднемеханическую скорость, максимальное значение произведения механической скорости на время работы долота на забое, постоянство изменения стрезков проходки за равные промежутки времени долбления, резкое снижение среднего и мгновенного значений механической скорости, минимальная себестоимость 1 м проходки и коэффициент использования долота. Эти критерии в достаточной степени проанализированы и обобщены в работах [1 — 5].

В работе [2], описывая математическую модель механического бурения системой дифференциальных уравнений, предложенной зарубежными учеными [6, 7] и пользуясь статистическими данными бурения скважин в Колхидской долине, авторы построили функцию минимального времени бурения. Множество допущений и громоздкость расчета при указанном подходе к решению задачи не привели к практическому использованию этой методики.

Следует отметить, что все остальные предложенные критерии не учитывают комплексно параметры режима и способ бурения, типоразмер долота и механические свойства горных пород. Экстремальные значения этих критериев определяются косвенным путем, т. е. с помощью величин, характеризующих технико-экономические показатели бурения.

Практикой бурения установлено, что при разбурировании мягких пород и пород средней твердости, срок службы опор шарошек меньше срока службы зубьев долота, а при разбурировании твердых пород — наоборот. Поэтому методика определения времени эффективной работы шарошечного долота на забое должна учитывать механические свойства горных пород, режимные параметры и способ бурения.

В результате многолетних наблюдений за отработкой шарошечных долот было установлено, что вышеуказанное требование хорошо учитывается при проводке скважин турбинным способом, где известна закономерность изменения оптимальной и тормозной нагрузок на долото от расхода бурового раствора [8]:

$$P_{оп} = c_0 P_T \quad (1)$$

$$P_T = c Q^k, \quad (2)$$

где $P_{оп}$ — оптимальная нагрузка на долото;
 P_T — тормозная нагрузка турбобура;

c_0 — коэффициент, характеризующий соотношение между оптимальной и тормозной нагрузкой турбобура;
 c — коэффициент, зависящий от типоразмера турбобура и глубины бурения;
 Q — расход бурового раствора;
 k — коэффициент, зависящий от размера долота и твердости породы.

Многолетний опыт турбинного бурения в Азербайджане показал, что по мере износа опор и рабочей поверхности трехшарошечного долота воспринимаемая осевая нагрузка турбобура за период работы долота на забое уменьшается. Учитывая существование такой органической связи, автором была предложена новая методика для определения времени эффективной работы долота на забое [8, 9, 10], согласно которой исследование тормозного режима работы турбобура производится непосредственно в процессе бурения. При этом по индикатору веса, постепенно до полной остановки турбобура, увеличивается осевая нагрузка на долото и определяется тормозная нагрузка турбобура. Причем определение тормозной нагрузки нового турбобура производится после времени его приработки. Затем определяется оптимальное соотношение между конечным и начальным значениями тормозной нагрузки турбобура в процессе бурения.

В работе [4] указывается на необходимость учета состояния спускаемого в скважину шарошечного долота. Так как предложенный в настоящей работе критерий учитывает два крайних значения тормозной нагрузки турбобура, соотношение которых не зависит от состояния его работы, а сработанное шарошечное долото как таковое повторно не используется (в особенности при бурении глубоких скважин), то нет необходимости при определении времени эффективной работы долота на забое учесть поправку на состояние шарошечного долота. Это указание справедливо при работе турбобура в сочетании с долотами истирающе-режущего типа.

В результате многолетних исследований закономерности изменения тормозной нагрузки турбобура за период долбления шарошечными долотами при проводке неглубоких скважин на площадях НГДУ «Кировнефть», «Сиазаннефть», «Карадагнефть» и им. 26 Бакинских комиссаров установлено, что время эффективной работы долота на забое соответствует тормозной нагрузке турбобура, составляющей 80% от своего начального значения при разбурировании твердых пород и 70% — при разбурировании мягких пород и пород средней твердости [9, 10].

Важное практическое значение представляет определение времени эффективной работы шарошечного долота при проводке глубоких скважин. С этой целью на основании вышеизложенной методики за последние несколько лет была исследована закономерность изменения тормозной нагрузки турбобура при проводке глубоких скважин на морских месторождениях Булла-море и о. Булла. Рассмотрена работа свыше 40 долот и построены графики изменения тормозной нагрузки турбобура в процессе долбления.

Расчеты показали, что большая разница (примерно 20—60%) получается между удельными моментами на долоте при разбурировании пород, слагающих месторождения Азербайджана и Башкирии [11]. Этим и объясняется уменьшение удельного момента на шарошечном

долоте при работе его на больших глубинах, где породы обладают высокой твердостью.

В результате исследований закономерности изменения тормозной нагрузки турбобура на различных глубинах в зависимости от времени работы долота на забое определены значения коэффициентов c_0 , c и k , входящие в формулы (1) и (2), и установлено, что при разбуривании мягких пород и пород средней твердости тормозная нагрузка турбобура в конце долбления составляет 65—70% от начального значения!

На рис. 1 показаны графики изменения зависимости $P_T^* = f(t)$.

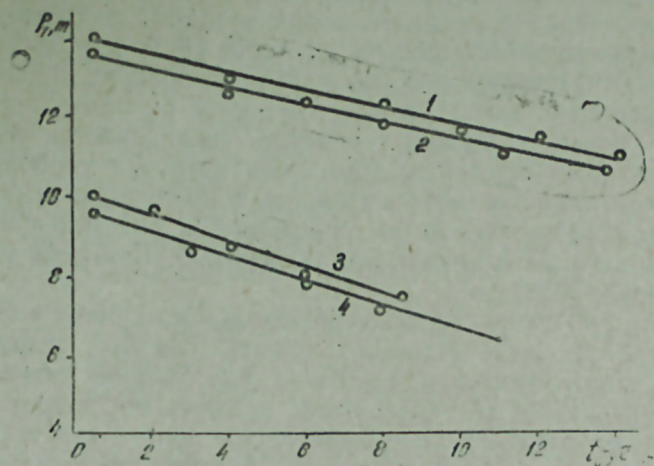


Рис. 1. Изменение тормозной нагрузки турбобура в течение рейса.

Скв. № 31, турбобур ТСШ-215; долото Б269С; $Q=38$ л/с: 1 — $H=4056-4088$ м; 2 — $H=4118-4149$ м. Скв. № 16 турбобур ТСШ-195; долото Б243МСГ; $Q=28$ л/с: 3 — $H=2202$ м; 4 — $H=2278-2355$ м

Математическая обработка результатов свыше 40 таких графиков показала, что эта зависимость с достаточной точностью практики бурения описывается уравнением:

$$P_T = P_0(2 - e^{mt}), \quad (3)$$

где P_0 — установившееся начальное значение тормозной нагрузки после приработки турбобура и долота;

m — показатель степени, зависящий от твердости пород и типоразмера турбобура и долота;

t — время работы долота на забое.

Для пород, залегающих на глубине 3500—5500 м вышеуказанных месторождений, закономерность изменения тормозной нагрузки турбобура в процессе долбления хорошо описывается уравнением:

$$P_T = P_0 e^{-mt} \quad (4)$$

Значения коэффициентов c , k , $\frac{P_T}{P_0}$ и $\frac{P_{оп}}{P_T}$ при бурении различными

турбобурами и трехшарошечными долотами на различных глубинах месторождений Булла-море и о. Булла приведены в таблице.

Интервалы глубин, м	ТСШ-164		ТСШ-195		ТСШ-240		$\frac{P_T}{P_0}$	$\frac{P_{оп}}{P_T}$	m				
	1К-190Т	Б243МСГ	Б269С	2У295СГ	Д394С								
150—1000	—	—	—	—	—	—	0,65	0,60	0,05				
1000—2000	—	—	—	—	—	0,10	1,4	0,08	1,45	0,70	0,60	0,03	
2000—3000	—	—	—	—	—	0,10	1,4	0,08	1,45	0,75	0,60	0,022	
3000—4000	—	—	0,15	1,25	0,12	1,35	0,10	1,4	0,08	1,45	0,80	0,62	0,014
4000—5000	0,20	1,20	0,15	1,25	0,12	1,35	—	—	—	—	0,80	0,62	0,014
5000—6000	0,20	1,20	—	—	—	—	—	—	—	—	0,85	0,62	0,012

При $|m| < \infty$ разлагая e^{mt} в ряд и ограничиваясь тремя членами разложения, решаем уравнения (3) и (4) относительно t и находим время эффективной работы долота на забое при разбуривании мягких пород и пород средней твердости:

$$t_{\text{э}} = \frac{\sqrt{3 - \frac{cQ^k}{P_0}} - 1}{m}; \quad (5)$$

при разбуривании твердых пород:

$$t_{\text{э}} = \frac{\sqrt{\frac{2cQ^k}{P_0} - 1} + 1}{m}. \quad (6)$$

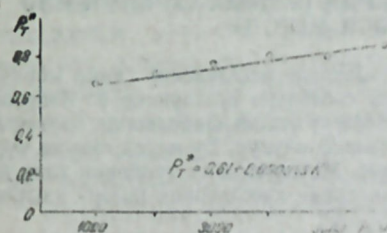


Рис. 2. Изменение тормозной нагрузки турбобура с глубиной скважины

Как видно из приведенной таблицы, соотношение $\frac{P_{оп}}{P_T}$ и коэффициенты c , k , m формул (5) и (6) являются функциями глубины бурения (см. рис. 2).

Выводы

1. Время эффективной работы шарошечного долота на забое при турбинном бурении глубоких скважин целесообразно определить по методике, основывающейся на изменении тормозной нагрузки турбобура в процессе долбления.

2. Абсолютное значение коэффициента, характеризующего изменение тормозной нагрузки турбобура за период долбления, зависит

от типоразмера турбобура, шарошечного долота, глубины бурения и изменяется в пределах 0,65—0,85.

Литература

1. Турков А. А. Критерий эффективной обработки долот на забое. — НХ, 1966, № 6, стр. 1—8.
2. Габашвили Н. В., Кирья Т. А., Чачашвили А. Г., Чхайдзе Л. Л. Применение методов математического программирования для оптимизации режимов бурения. — Тбилиси: Мецниереба, 1971.
3. Яковлев В. А. Рациональная обработка долот уменьшенного и малого диаметров. — М.: Недра, 1970.
4. Садыхов Ю. В. К вопросу влияния количества прокачиваемой жидкости на тормозную нагрузку турбобура. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1978, № 1, стр. 24—30.
5. Багбанлы Э. А. К вопросу рационального использования долота на забое. — Изв. АН Азерб. ССР, 1956, № 7, стр. 33—47.
6. Lubinski A., Galle E. M., Woods H. B. Optimisation des parametres de forage. — Revue de l'Institut Francais du Pétrole, 1962, v. 17, N 2, 3.
7. Lummas J. L. Optimized drilling saves money. — World Oil, 1969, N 7, p. 168.
8. Кулиев А. Э. Зависимость тормозной и оптимальной нагрузки на долото от количества прокачиваемой жидкости. — Изв. АН Азерб. ССР, 1956, № 11, стр. 33—43.
9. Кулиев А. Э. Определение времени эффективной работы долота на забое при турбинном бурении. — В кн.: Материалы по геологии и разработке нефтяных месторождений Азербайджана. — Баку, Изд-во АН Азерб. ССР, 1959, стр. 278—286.
10. Кулиев А. Э. Рациональная обработка долота при турбинном бурении: Листок технической информации. Серия Нефтедобывающая промышленность. — Изд. АЗИНТИ, 1963, №61.
11. Симомянц Л. Е. Разрушение горных пород и рациональная характеристика двигателей для бурения. — М.: Недра, 1966.

А. Э. Гулијев

ШАРОШКАЛЫ БАЛТАНЫН ДЭРИН ГУЈУЛАРДА ГАЗЫМА ТУРБИНИ ИЛЭ СЭМЭРЭЛИ ИШЛЭДИЛМЭСИ МЕТОДУ

Мәгаләдә шарошканы балтанын гују дѳбиндә сәмәрәли ишләмәсинә даир мөвчуд методларын турбин газымасында тәтбиг олунамасы сәбәбләри кәстәрилир вә Азәрбајҹанда газылан дәрин гујуларын фактики материалларына әсасән шарошканы балтанын газыма турбини илә сәмәрәли ишләдилмәси методу тәклиф олунар. Бу метод газыма турбинини тормозлајан охбоју јүкүн гијмәтинә әсаслаыр. Метод газыма турбинини типини вә өлчүсү, гујунун дәринлији вә газылан сүхурларын механики хассәләрини нәзәрә алыр вә ријазии дүстур васитәсилә ифадә олунар.

A. E. Kuliev

THE METHODS OF ROCK BIT WEAR IN TURBINE DRILLING OF DEEP WELLS

The author gives a critical analysis of present methods of time determination of effective bit work at a bottom and shows failure of their usage in turbine drilling.

According to the data of commercial drilling of deep wells in sea deposits of Azerbaijan the author suggests the methods of time determination of effective rock bit work at a bottom based on the change of brake weight on the turbodrill during a run.

УДК 622.276.652.

Н. Д. ТАИРОВ, А. М. КАСУМОВ, Ш. Ф. ГУСЕЙНОВА

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЗАСТОЙНЫХ ЗОН НА НЕФТЕОТДАЧУ ПРИ ПЛОЩАДНОМ ЗАВОДНЕНИИ ПЛАСТОВ И ПОИСК ПУТЕЙ ИХ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ

При вытеснении нефти в системе скважин между добывающими скважинами существуют застойные зоны [1—4]. На месторождениях с не-newтоновскими нефтями в таких зонах величина градиента давления недостаточна для преодоления предельного напряжения сдвига. Поэтому в процессе разработки в застойных зонах нефтенасыщенность остается неизменной.

В работе [5] приводятся многочисленные примеры уменьшения коэффициента нефтеотдачи пластов, разрабатываемых при малых градиентах давления, особенно за счет образования застойных зон между скважинами. Причем, на образование широких застойных зон в пластах указывает факт добычи нефти из дополнительных скважин, пробуренных между скважинами, обводненными уже в процессе разработки.

Образование застойных зон отмечается также в работе [6], в которой приведены результаты экспериментов, проведенных на модели элемента пласта с пятиточечной системой расположения скважин.

С целью изыскания возможности уменьшения застойных зон при площадной закачке воды в пласт проведены опыты на модели элемента пласта при проницаемости пористой среды 0,54 мкм², перепаде давления — 0,02 МПа, температуре закачиваемой воды 20 и 90°C. В качестве вытесняемой жидкости использована нефть месторождения Грязевая Сопка с вязкостью 27 мПа·с, а вытесняющей — пресная вода и эта же вода с добавкой реагента.

Результаты опытов, приведенных на рис. 1, показывают, что при закачке холодной воды (20°C) коэффициент безводной нефтеотдачи равняется 26,5, а конечный — 67,5%, тогда как при закачке воды с температурой 90°C они увеличиваются и становятся равными 31,3 и 84,9%, соответственно. Увеличение температуры закачиваемой воды от 20 до 90°C привело к повышению безводного коэффициента нефтеотдачи на 4,8, а конечного — на 17,4%.

Визуальные наблюдения за ходом опытов (рис. 2) показали, что при закачке в модель пласта воды с температурой 20°C между добывающими скважинами остаются большие площади застойных зон, не охваченные заводнением. При переходе от закачки холодной воды к горячей размеры застойных зон уменьшаются, что приводит к повышению нефтеотдачи по сравнению с холодной закачкой.

Для уменьшения размеров застойных зон при заводнении пластов в качестве вытесняющего агента был применен 1%-ный раствор реагента в пресной воде. [7]. Результаты проведенных опытов показали, что

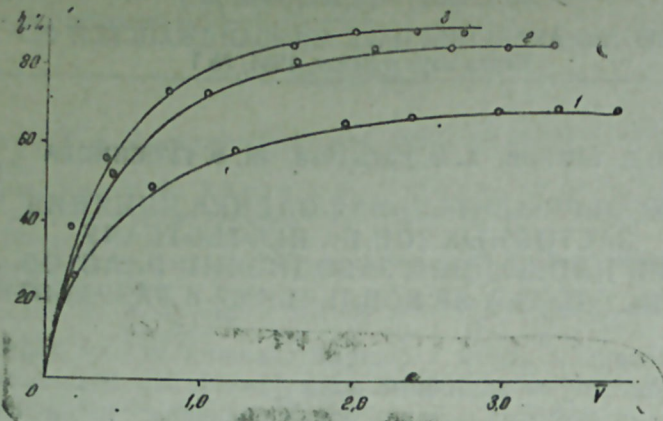


Рис. 1. Зависимость коэффициента вытеснения от объема прокачки:
1 — вытеснение водой при 20°C; 2 — вытеснение водой при 90°C; 3 — вытеснение 1% раствором при 20°C

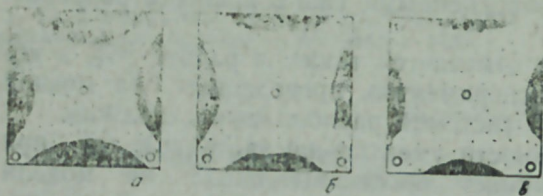


Рис. 2. Изменение размеров застойных зон: А — при закачке холодной воды; Б — при закачке горячей воды; В — при закачке 1% раствора реагента.

применение 1% раствора в пресной воде в качестве вытеснителя улучшает охват пласта заводнением и увеличивает отмыв нефти из застойных зон, что в конечном счете приводит к повышению безводной нефтеотдачи до 38,5, а конечной — до 89,5%.

Из рис. 1 видно также, что с увеличением температуры закачиваемой воды от 20 до 90°C уменьшается объем закачки от 3,8 до 3,28 объемов пор, а при применении 1%-ного раствора реагента объем закачиваемой воды уменьшается до 2,7 объемов пор.

Для количественной оценки охвата пласта заводнением были проведены идентичные опыты на линейной модели пласта. Условия проведения опытов те же, что и при площадном заводнении.

Результаты проведенных исследований на линейной модели пласта приводятся на рис. 3. При закачке холодной воды коэффициент вытеснения в безводном периоде получился равным 28,7, а в конечном — 72,2%. Увеличение температуры закачиваемой воды до 90°C повысило эти показатели до 32,3 для безводного и до 87% для конечного периодов.

Как видно из рис. 1 и 3, повышение температуры приводит к увеличению конечной нефтеотдачи для модели элемента пласта на 17,4, а

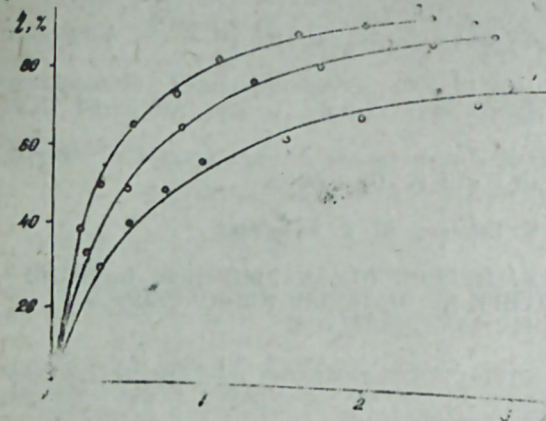


Рис. 3. Зависимость нефтеотдачи от объема прокачки:
1 — вытеснение водой при 20°C; 2 — вытеснение водой при 90°C; 3 — вытеснение 1% раствором при 20°C.

для линейной модели на 14,8%. Если учесть, что на линейной модели пласта охват заводнением наибольший, то разница в нефтеотдачах модели элемента пласта и линейной модели даст количественную оценку охвата пласта заводнением. При площадной закачке горячей воды за счет охвата пласта заводнением нефтеотдача повысилась на 2,6%.

То же самое можно сказать о реагенте, который использован в качестве вытесняющего агента. Добавка к закачиваемой воде 1% этого реагента приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти на линейной модели в безводном периоде до 39,7, а в конечном — до 91,4%.

Как видно из результатов опытов (рис. 3 и 1), реагент увеличил конечную нефтеотдачу для линейной модели на 19,2, а для модели элемента пласта — на 22%. Значит, при площадной закачке реагента за счет охвата пласта заводнением нефтеотдача увеличилась дополнительно на 2,8%.

Таким образом, можно заключить, что увеличение температуры закачиваемой воды приводит к уменьшению размеров застойных зон, что позволяет получить дополнительно определенное количество нефти по сравнению с холодной водой.

Применение 1%-ного раствора реагента в пресной воде в качестве вытеснителя нефти приводит к более полному охвату застойных зон заводнением, что дает возможность рекомендовать его к закачке в пласты, содержащие неьютоновские нефти.

Литература

1. Бернадинер М. Г. О предельной конфигурации застойных зон при вытеснении вязкопластичной нефти водой. — Изв. АН СССР, серия механика жидкости и газа, 1970, № 6, с. 146—149.
2. Коробов К. Я. Расчет дополнительной добычи нефти из застойных зон пласта. — Тр. Уфим. нефт. ин-та, 1974, вып. 17, с. 105—111.
3. Коробов К. Я., Трефилов В. А. Влияние технологических факторов на образование застойных зон. — Тр. Уфим. нефт. ин-та, 1975, вып. 30, с. 163—169.

4. Дорофеева Е. С., Коробов К. Я., Сейфуллин М. С. и др. Способ добычи нефти из застойных зон пласта. — Тр. Уфим. нефт. ин-та, 1974, вып. 17, с. 90—94.

5. Девликамов В. В., Хабибуллин З. А., Кабиров М. М. Аномально вязкие нефти. — Уфа, 1977, с. 111.

6. Касумов А. М., Гусейнова Ш. Ф. Экспериментальное исследование влияния взаимодействия скважин на нефтеотдачу пластов. — Изв. АН Азерб. ССР, серия наук о Земле, 1979, № 1, с. 67—71.

7. А. с. № 784411 (СССР). Добавка к нагнетаемой в пласт воде/М. Т. Абасов, Д. А. Алиев, Д. Ш. Везиров и др. — Оpubл. в Б. И., 1980, № 44.

Н. Ч. Таиров, А. М. Касумов, Ш. Ф. Гусейнова

ЛАЈА САҲЭ БОЈУНЧА СУ ВУРДУГДА ДУРГУН ЗОНАЛАРЫН НЕФТ ВЕРМЭЈЭ ТЭ'СИРИНИН ТЭЧРУБИ ТЭДГИГИ ВЭ ОНЛАРЫН ИШЭСАЛЫНМА ЈОЛЛАРЫНЫН АХТАРЫЛМАСЫ

Мәгаләдә лаја саһэ бојунча су вурдугда дургун зоналарын ишәсалынма јоллары ашкар едилмишдир. Тәчрубәләр гујуларын бешнөгтәли дүзүлүшүнү тә'мин едән лај элементини моделиндә вә хәтти моделдә апарылмышдыр.

Тәдгиг едилмишдир ки, лаја вурулан сујун температуруну артырдыгда вә она 1%-ли реакент гатдыгда дургун зоналарын ишә салынмасы нәтижәсиндә суеуз вә сон нефт-вермә әмсалы артыр.

N. D. Tairov, A. M. Kasumov, Sh. F. Guseinova

EXPERIMENTAL ESTIMATION OF STAGNANT ZONES INFLUENCE ON OIL RECOVERY AT THE AREAL RESERVOIR FLOODING AND SEARCHING OF THE WAYS OF THEIR INVOLVING IN THE EXPLOITATION

The article gives the results of tests carried out to search a possibility of stagnant zones decrease. Tests were carried out at a reservoir element model with five spot well spacing system and a linear reservoir model as well.

The authors determine that the usage of new enhanced oil recovery methods involves the stagnant zones in the exploitation and as a result waterless and final reservoir oil recovery increases.

ХРОНИКА

УДК 624.131

О СОВЕЩАНИИ КОМИССИИ ПО ДИСПЕРСНЫМ ГРУНТАМ

С 18 по 20 октября 1983 г. в г. Ставрополе было проведено совещание Проблемной комиссии по дисперсным грунтам* Научного совета по инженерной геологии и гидрогеологии АН СССР, посвященное вопросу техногенного изменения свойств грунтов.

Проведение совещания было поручено Северо-Кавказскому отделению ПНИИС Госстроя СССР (г. Ставрополь), где был создан оргкомитет под председательством доктора геол.-минерал. наук А. М. Моношко. Всем членам комиссии до начала работы совещания была разослана анкета опроса по актуальным проблемам вопроса. Вместе с анкетой были разосланы пригласительные билеты с программой совещания.

В расширенном заседании приняли участие 13 членов комиссии, кроме того, были приглашены 37 ведущих специалистов из производственных и научно-исследовательских организаций страны.

Открыл заседание председатель оргкомитета А. М. Моношко. Доклады В. И. Осипова «Техногенный литогенез глинистых пород», В. Д. Ломтадзе «Принципы методики оценки техногенных изменений инженерно-геологических свойств глинистых пород», А. М. Моношко «Изменение инженерно-геологических свойств глинистых пород Предкавказья под влиянием техногенных воздействий», А. И. Катюжан и С. И. Скибы «Изменение инженерно-геологических свойств глинистых пород при гидротехническом строительстве», Р. С. Зиянгилова «Изменение инженерно-геологических свойств глинистых пород под влиянием строительства химических предприятий и других видов промышленного и гражданского строительства» указывают, что геологическая среда все в большей степени подвергается техногенному воздействию.

* Комиссия по рыхлым осадочным породам решением Научного совета по инженерной геологии и гидрогеологии АН СССР переименована в Проблемную комиссию по дисперсным грунтам.

Результаты анализа анкетного опроса, обобщенные В. М. Голодновым, подтвердили актуальность и своевременность постановки и обсуждения настоящей проблемы.

После докладов состоялась обмен мнениями ведущих ученых и специалистов по обоснованному подходу к изучению, оценке и прогнозированию свойств глинистых пород под влиянием техногенных воздействий.

Было принято решение Проблемной комиссии по дисперсным грунтам, в котором отмечены недостатки по данному вопросу:

1. Часто не учитывается важность прогноза изменения свойств глинистых оснований, возникающих при техногенных воздействиях.

2. Не учитываются сущность и механизм процессов, приводящих к техногенным изменениям в глинистых грунтах.

3. Отсутствуют нормативно-методические документы в области изысканий по вопросам изучения глинистых пород в строительных целях с учетом техногенных воздействий; ряд документов требует дальнейшего совершенствования.

4. Действующие в строительстве нормативно-методические документы на отдельные виды строительства недостаточно учитывают техногенные изменения глинистых пород и не регламентируют условий строительства на них, рационального использования территорий и охраны геологической среды.

5. Отсутствуют современные оборудование и надежные методики для наблюдений и прогнозирования работы глинистых оснований, возникновения неблагоприятных инженерно-геологических процессов в условиях влияния техногенных факторов.

Было также решено просить редколлегию журнала «Инженерная геология» опубликовать 5 основных докладов и информацию о заседании комиссии.

В целом следует отметить своевременность проведенного заседания, которое вместе с экскурсией пришло на высоком уровне.

ХРОНИКА

О III ДВУСТОРОННЕМ (СССР—ГДР) СИМПОЗИУМЕ ПО ИСТОРИИ И МЕТОДОЛОГИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК

С 24 октября по 29 ноября 1983 г. в г. Грайфсвальде (ГДР) состоялся III двусторонний (СССР—ГДР) симпозиум по истории и методологии геологических наук, организованный Обществом геологических наук ГДР при Академии наук ГДР на базе Секции геологических наук Университета им. Эрнста Моритца Аридта и Комиссией по истории геологических знаний и геологической изученности СССР Академии наук СССР. Симпозиум был посвящен 165-летию со дня рождения и 100-летию со дня смерти величайшего ученого и революционера Карла Маркса. Руководителями симпозиума являлись: член-корр. АН СССР, проф. В. В. Тихомиров (СССР), проф., докт. М. Штёрр и М. Гунтау (ГДР).

Основными тематическими вопросами симпозиума являлись:

— связи мировоззренческих, философских и религиозных идей с теориями и представлениями в области наук о Земле в прошлом и настоящем;

— развитие представлений о сущности наук и их отраслей;

— соотношение теории и практики в истории наук о Земле;

— развитие знаний в науках о Земле (исторический аспект);

— философские воззрения выдающихся ученых в области наук о Земле.

Советские ученые были представлены на симпозиуме большой группой во главе с членом-корр. АН СССР В. В. Тихомировым. В составе советской делегации были представители Академии наук СССР, Министерства геологии СССР, Министерства высшего и среднего специального образования СССР. Активное участие в симпозиуме приняла большая группа представителей Академии наук Азербайджанской ССР во главе с акад. Ш. Ф. Мехтиевым — сотрудники Института геологии АН Азербайджанской ССР, кандидаты геолого-минералогических наук Ад. А. Алиев, З. А. Бунят-заде, Р. Н. Мамед-заде, Б. А. Туския и ученый секретарь Отделения наук о Земле Р. Д. Кулиев.

На симпозиуме было заслушано около 40 докладов, посвященных философско-методологическим проблемам развития

наук о Земле, из них 13 — советских ученых. Ученые из Азербайджана выступили с 2-мя докладами: «Некоторые естественно-научные аспекты мировоззрения Низами» (авторы — акад. Ш. Ф. Мехтиев, З. А. Бунят-заде, Б. А. Туския) и «Геологическая наука и ее роль в преобразовании природы» (авторы — акад. А. А. Али-заде, Ад. А. Алиев), которые были заслушаны с большим интересом.

Азербайджанские ученые, поклонники творчества великого азербайджанского поэта и мыслителя Низами, в своем докладе убедительно и ярко продемонстрировали отражение в различных поэмах «Хамса» («Пятерица») естественно-научные аспекты его мировоззрения, сделали глубокий анализ удивительно емких и точных научных суждений поэта по самым различным областям естествознания, целому ряду феноменов природы.

Второй доклад был посвящен рассмотрению вопросов научного предвидения результатов деятельности человека по преобразованию геологической среды в связи с проблемой ее рационального использования и охраны при добыче полезных ископаемых и проведении различного характера строительных работ.

В программу симпозиума входило ознакомление с университетом им. Эрнста Моритца Аридта в г. Грайфсвальде, являющимся одним из старейших университетов ГДР, основанном свыше 500 лет назад. Наряду с общим знакомством с университетом, историей его основания и развития было проведено подробное ознакомление с секцией геологических наук, в частности с учебным процессом, кафедрами и лабораториями. Общая ознакомительная беседа была проведена директором (деканом) секции проф. М. Штёрром. В секции представлены следующие основные направления наук о Земле: общая и историческая геология, тектоника и региональная геология, палеонтология, геохимия и минералогия, петрография, геофизика и математическая геология. В лабораториях при кафедрах налажены: эмиссионный анализ, атомно-абсорбционный анализ, методы

дилатометрии; имеется рентгеновская лаборатория. В секции разработан и успешно применяется плазменный метод анализа горных пород. Все лаборатории оснащены современными приборами и оборудованием импортного производства и производства ГДР.

В последний день симпозиума была организована геологическая экскурсия на о. Рюген, расположенный у северного побережья ГДР в Балтийском море, где участники симпозиума ознакомились с геологической историей острова и прилегающих островков, геологическими разрезами классических меловых отложений, историко-этнографическими данными и достопримечательностями, современным экономическим значением острова.

В ходе симпозиума осуществлялись многочисленные деловые, творческие и дружеские контакты с коллегами из ГДР, в частности с проф. М. Штёрром, проф. М. Гунтау, д-ром Э. Фабианом, д-ром П. К. Шмидтом, д-ром Г. Р. Энгельвальд, д-ром Э. Мюнцбергером, д-ром Г. Пэтцем, сотрудниками Геологического общества ГДР, профессорско-преподавательским и студенческим составом секции геологических наук университета г. Грайфсвальда.

Участники симпозиума акад. Ш. Ф. Мехтиев и Р. Н. Мамед-заде приняли участие во встрече с выпускниками советских вузов в г. Гриммене, организованной городским отделением Общества дружбы и культурных связей ГДР—СССР.

Культурная программа симпозиума включала и экскурсию в портовый город Штральзунд, расположенный на

северном побережье ГДР. На обратном пути на родину советские участники симпозиума провели два дня в г. Берлине, где посетили Трептов-парк и мемориал Советским воинам-освободителям, Бранденбургские ворота, зоопарк и другие достопримечательности столицы ГДР.

III двусторонний симпозиум (СССР—ГДР) сыграл определенную роль в деле развития научных исследований в области философско-методологических проблем, возникших в процессе развития наук о Земле. Несомненно, итоги работы симпозиума окажут существенное влияние на определение дальнейших направлений исследований в области наук о Земле, в частности на теорию и методологию геологических наук. В свою очередь, развитие теоретических и методологических вопросов геологической науки окажет определенное влияние на разработку философских концепций.

Учитывая достаточно разработанные традиционно развитие на Кавказе, в частности, в Азербайджане, классические разделы геологии, уникальные геологические объекты на территории Азербайджана — родины многих начинаний в области нефтяной геологии, а также вклад азербайджанских ученых-специалистов в области истории геологических наук, на симпозиуме были высказаны пожелания о проведении очередного IV двустороннего симпозиума (СССР—ГДР) по истории и методологии геологических наук в г. Баку.

Решением Президиума АН Азербайджанской ССР признано целесообразным провести очередной симпозиум в г. Баку в 1985 г.

Р. Д. КУЛИЕВ

ХРОНИКА

ВОСЬМОЕ СОВЕЩАНИЕ ПО МОРСКОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ

Согласно плану научного совета по инженерной геологии и гидрогеологии и плану Секции проблем литосферы Научного совета АН СССР по проблемам биосферы с 13 по 14 декабря 1983 г. в столице Аджарской АССР г. Батуми был проведен симпозиум по вопросу «Проблемы инженерной геологии и гидрогеологии в связи с рациональным использованием и охраной геологической среды в шельфовой и прибрежной зонах моря». Проведение совещания было поручено Сектору гидрогеологии и инженерной геологии АН ГССР и ПГО «Гидроспецгеология» Министерства геологии СССР. Задолго до совещания был создан оргкомитет под председательством члена-корреспондента АН ГССР И. М. Буачидзе; за две недели до начала работы симпозиума участникам были разосланы приглашительные билеты с программой.

В работе симпозиума приняли участие представители Института водных проблем АН СССР (Москва), Сектора гидрогеологии и инженерной геологии АН ГССР (Тбилиси), Института геологии АН Азербайджанской ССР (Баку), Института геологических наук АН Украинской ССР (Киев); Московского, Ленинградского, Одесского и Калининградского государственных университетов, Бугурусланского Политехнического института; «ЧерноморНИИпроект» (Одесса), «Севморгео» (Ленинград); Черноморской гидрогеологической и инженерно-геологической партии (Сочи) и ПГО «Гидроспецгеология» Министерства геологии СССР.

Председатель оргкомитета И. М. Буачидзе во вступительном слове подробно рассказал о проблемах симпозиума. Современному состоянию и перспективам изучения шельфовых зон в связи с рациональным использованием геологической среды был посвящен доклад И. М. Буачидзе и К. И. Джанджава.

Все доклады, изложенные участниками симпозиума, следует разделить на шесть групп. В первую группу вошли доклады по вопросам методики инженерно-геологических исследований шельфа морей с учетом охраны геологической среды: И. Н. Сулимова, А. И. Самсо-

ва (Одесский университет), М. Б. Пойзнера, Н. А. Цыморной (ЧерноморНИИпроект, Одесса).

Во вторую группу объединены доклады, посвященные инженерно-геологическим особенностям участков морей и районированию шельфа: Ф. С. Алиева (Институт геологии АН Азербайджанской ССР), Е. Б. Гаркаленко (Институт геологических наук АН Украинской ССР), А. С. Полякова (МГУ) и В. В. Орленка, И. И. Шкуро, М. И. Линдина, В. В. Полежаева, Н. Е. Лопуховой (Калининградский университет).

Вопросы переработки берегов морей были представлены в докладах А. К. Мастицкого, Я. Ф. Хачапуридзе, С. Б. Кереселидзе (Сектор ГИГ АН ГССР), Ю. С. Татарчука, Б. В. Графского, Б. Д. Квирквелия, И. П. Балабанова (ПГО «Гидроспецгеология»), А. Б. Островского, Н. С. Коробкиной, Ю. И. Кузьмина (Черноморская гидрогеологическая инженерно-геологическая партия).

Вопросы инженерно-геологических исследований северных морей рассматривались в докладах Я. В. Неизвестного, В. А. Соловьева, А. С. Хомичука («Совморгео»), В. Т. Трофимова, Ю. К. Васильчука, Н. Г. Фирсова (МГУ).

Вопросам субмаринной разгрузки подземных вод на шельфе посвятили свои доклады И. С. Зекцера, А. В. Месхетели, Г. И. Буачидзе (Институт водных проблем АН СССР и Сектор ГИГ АН ГССР) и П. А. Кирьякова (Институт геологических наук АН Украинской ССР).

Доклад А. В. Волохина (МВ ССО РСФСР) был посвящен новым буровым установкам и инструментам для бурения скважин на шельфе.

Всего на симпозиуме было заслушано 20 докладов. В прениях по докладам выступили И. Н. Сулимов, Я. В. Неизвестный, Г. С. Шахуняц (Владивосток). С заключительным словом выступил И. М. Буачидзе. Участники одобрили решение симпозиума, в котором нашли отражение основные задачи современной морской инженерной геологии. Очередное совещание намечается провести в 1985 г. во Владивостоке.

Ф. С. АЛИЕВ

МҮНДЭРИЧАТ

М. Т. Абасов, М. А. Чамалбаев, Ф. Н. Оручелиев. Чатлы-коллекторлу газ-конденсат јатагларынын түкэмэсинин хусусијјәтлери	3
Л. А. Буряковский, И. С. Чәфәров. Кеоложи системләрин өјрәнилмә просесинин мәлумат моделләшдирилмәси	9
Г. И. Чалалов, К. С. Мәмијев, А. М. Мәмәдов. Тәбии газ јатагларында лај тәзјигинин динамикасынын моделләшдирилмәси	17
К. Ә. Рүстәмов. Киплији позулмуш бору кәмәри системинин гидравликасы	26
М. Т. Абасов, Н. О. Ахундова, Ф. Н. Оручелиев. Газ-конденсат јатагларынын лаја гуру газ вурмагла ишләдилмәси һаггында	32
Х. Ф. Әзизов, В. М. Јентов. һәрәкәт едән јанар истилик чәбһәсинин температур саһәси һаггында	38
Ч. Ш. Вәзирев, Ә. А. Мөвсүмзәдә, М. М. Мәмәдов. Үчгәтлј лај элементиндән полимер мәһлулу аралыгы илә нефтин сыхышдырылмасынын тәдгиги	44
Р. Ә. Мусајев, Е. Н. Хәлилов, Т. К. Чәбрајылова, М. И. Абдуллајев. Сулашмыш нефт гујуларында турш гатран реагенти илә апарылан гидроизолјасија ишләринин тәһлили	49
Ә. Х. Шаһвердијев. Еластики вә пластики сүзүлмә режимләриндә мәјенин даирәви галерејәја сыхышдырылмасы заманы дебитин һесаблинамасы	53
Л. Б. Листенгартен, Ј. С. Когәан, А. А. Крупник, О. Е. Караш, Р. А. Акопјан. Тәсир үсүлунун нефтли лајларда ефективлијинин гијмәтләnmәси	62
А. Ә. Иманов. Даг сүхурларынын моделләшдирилмиш гујудибн шәрантиндә тәдгиги вә јүкләнмә схеминин ишләnmә методикасы	69
Т. Г. Рамазанов, Г. И. Казакевич. Ишләнилән гујуларын әтрафында кәркинликләр вә јердәјишмәләр. Јер сәтһинин чөкмәси	76
К. Ә. Рүстәмов. Горизонтал боруларда газ-мәје ахынынын структурунун тәјини вә тәснифаты	85
Ш. Ч. Абасов. Еластик субасгы режиминдә ишләnmән газ-конденсат јатагларынын конденсәвермә әмсалына онун формасынын тәсирини һаггында	91
Ч. Ш. Вәзирев, А. С. Стреков. Мүһитдә сүзүлмә заманы мөсамәли полимер мәһлулларынын мугавимәт амилинә температурун тәсирини	95
Н. М. Гәнијев. Гејри-бирчынсли јатагларда нефтин газма гујулар системинә сыхышдырылмасы һаггында	104
М. К. Виноградов. Түкәнмә просесинин кәстәричиләринә јатаг нөвүнүн тәсирини	113
Б. В. Бајдук, Г. М. Әфәндијев. Кәсмә заманы даг сүхурларынын дагыдылмасы ефективлијини вә дагыдычы элементләрин јејилмәси арасындакы гаршылыгыла әлағ һаггында	118
А. Ә. Иманов. Гујудибн шәрантиндә сүхурларын кәркинлик вәзијјәти	122
А. Ә. Гулијев. Шарошкалы балтанын дәрин гујуларда газыма турбини илә сәмәрәли ишләдилмәси методу	126
Н. Ч. Таһиров, А. М. Гәсымов, Ш. Ф. һүсејнова. Лаја саһә бојунча сүвурдугда дурғун зоналарын нефт вермәјә тәсиринин тәчрүби тәдгиги вә онларын ишәсалына јолларынын ахтарылмасы	131

Хроника

Ф. С. Әлијев. Дисперсијалы сүхурлар һаггында комисијанын мүшавирәсинә даир	135
Р. Д. Гулијев. Кеолокија елминин методолокијасы вә тарихинә даир үчүнчү икитәрәфли (СССР—АДР) симпозиум һаггында	136
Ф. С. Әлијев. Дәниз мүһәндис кеолокијасы һаггында сәккизинчи мүшавирә	138

СОДЕРЖАНИЕ

М. Т. Абасов, М. А. Джамалбеков, Ф. Г. Оруджалиев. Особенности истощения газоконденсатных залежей в трещиноватых коллекторах	3
Л. А. Буряковский, И. С. Джафаров. Информационное моделирование процесса познания геологических систем	9
Г. И. Джалалов, Г. С. Мамиев, А. М. Мамедов. Моделирование динамики пластового давления в месторождениях природных газов	17
К. Э. Рустамов. К гидравлике трубопроводных систем с нарушенной герметичностью	26
М. Т. Абасов, Х. О. Ахундова, Ф. Г. Оруджалиев. К разработке газоконденсатных залежей с закачкой в пласт сухого года	32
Х. Ф. Азизов, В. М. Ентов. О дальнем тепловом поле движущегося фронта горения	38
Д. Ш. Везиров, А. А. Мовсум-заде, М. М. Мамедов. К исследованию вытеснения нефти оторочкой растворов полимеров из элемента трехслойного пласта	44
Р. А. Мусаев, Э. Г. Халилов, Т. К. Джабраилова, М. И. Абдуллаев. Анализ промысловых данных по исследованию эффективности изоляции пластовых вод реагентом-кислым гудроном	49
А. К. Шахвердиев. Расчет дебита жидкости во времени по прорыва воды и после него в круговую галерею при упругом и пластическом режимах фильтрации	53
Л. Б. Листенгартен, Е. С. Коган, А. А. Крупник, О. Э. Караш, Р. А. Акопян. К оценке эффективности методов воздействия на нефтяной пласт	62
А. А. Иманов. Разработка методики исследования горных пород и схемы их нагружения в условиях, моделирующих забойные	69
Т. К. Рамазанов, Г. И. Казакевич. Оседание земной поверхности, напряжения и перемещения вблизи действующих скважин	76
К. Э. Рустамов. Классификация и диагностирование структур газожидкостных потоков в горизонтальных трубах	85
Ш. Д. Абасов. О влиянии формы залежи на конденсатоотдачу газоконденсатных залежей, разрабатываемых на упруговодонапорном режиме	91
Д. Ш. Везиров, А. С. Стреков. Влияние температуры на фактор сопротивления растворов полимеров при их фильтрации через пористую среду	95
Н. М. Ганиев. К исследованиям процесса вытеснения нефти газом в системе скважин в неоднородных пластах	104
М. К. Виноградов. Экспериментальное изучение процесса истощения двухфазных углеводородных залежей	113
Б. В. Байдюк, Г. М. Эфендиев. О взаимосвязи эффективности разрушения горных пород и износа разрушающих элементов при резании	118
А. А. Иманов. Напряженное состояние горных пород в условиях забоя скважины	122
А. Э. Кулиев. Методика эффективной обработки шарошечного долота при турбинном бурении глубоких скважин	126
Н. Д. Таиров, А. М. Касумов, Ш. Ф. Гусейнова. Экспериментальная оценка влияния застойных зон на нефтеотдачу при площадном заводнении пластов и поиск путей их вовлечения в разработку	131
Хроника	
Ф. С. Алиев. О совещании комиссии до дисперсным грунтам	135
Р. Д. Кулиев. О III двухстороннем (СССР—ГДР) симпозиуме по истории и методологии геологических наук	136
Ф. С. Алиев. Восьмое совещание по морской инженерной геологии	138

1 ман. гэл.
руб. 20 коп.

Индекс
76397