



ТРЕХМЕРНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТЕОТДАЧИ ОХЛАЖДЕННЫХ ПЛАСТОВ

ВВЕДЕНИЕ

Научно-технический прогресс и связанный с ним рост энерговооруженности общества, а также все возрастающие потребности в топливе и сырье для народного хозяйства страны постепенно изменили традиционные способы добычи нефти, основанные лишь на собственной, природной упругой и гравитационной энергии пласта. Вновь открытые месторождения, в том числе и Ромашкинское в Татарии, речь о котором пойдет в настоящей работе, вводятся в разработку по научно обоснованным проектам с использованием, как правило, методов искусственного воздействия на пласт в виде законтурного или внутриконтурного заводнения. Для новых проектов разработки месторождений характерно заметное уменьшение плотности сетки скважин и резкое возрастание темпов выработки пластов. Появились реальные возможности широкого регулирования процессом добычи нефти путем маневрирования подводимой энергией и т.п.

К шестидесятым годам нашего столетия накопился определенный опыт эксплуатации нефтяных месторождений по новой технологии, выявивший, кроме очевидных преимуществ, некоторые недостатки или недоработки.

Так в условиях разреженной сетки скважин для многосластовых, литологически неоднородных продуктивных горизонтов, дренируемых единым фильтром, весьма трудной оказалась задача равноскоростного продвижения закачиваемой воды по пластам и как следствие — неравномерность как охвата, так и выработки отдельных пропластков.

Несмотря на очевидные преимущества фонтанного способа добычи нефти, повышение темпов разработки потребовало, с одной стороны, увеличения давления нагнетания воды, с другой стороны — перехода на механизированную добычу с соответствующим повышением перепадов давления и скорости фильтрации в пласте. При этом снова, как и в первые годы работы по новой технологии, остро встал вопрос об аппаратуре и экспериментальных методах контроля за разработкой в условиях уже механизированной добычи.

Перечисленные выше особенности, так же как и многие другие вносят, если так можно выразиться, поправки первого порядка в новую технологию. Кроме них произошли и другие изменения, требующие длительного, всестороннего изучения и получения строгих точных доказательств своего существования.

Одной из таких проблем, возникших почти с самого начала разработки Ромашкинского месторождения с внутриконтурной системой заводнения, был

вопрос о нарушении теплового режима нефтяных пластов. В научном отношении изучение не изотермических процессов в недрах Земли распадается на три взаимосвязанные части.

Во-первых, определение начального, стационарного распределения температурного поля как отдельных локальных структур, так и верхних слоев земной коры вообще. “

Во-вторых, исследование процесса возникновения и развития температурного возмущения в нефтяных пластах и окружающих его породах, выявление механизма перераспределения тепла и построение количественной теории расчета элементов термозаводнения.

В-третьих, изучение самого механизма выработки пластов холодной водой в условиях нарушенного теплового режима и выяснение возможных изменений в текущей и конечной нефтеотдаче.

К реализации этой программы исследований, по заданию и при финансовой поддержке ордена Ленина производственного объединения «Татнефть», Казанский университет и приступил в 1959 г. В ряде опубликованных работ [6, 7, 15 — 17, 20 — 22 и др.], отчетов по х/д и докладных записках были рассмотрены некоторые, наиболее очевидные, особенности внутриконтурной выработки девонских нефтяных коллекторов Ромашкинского нефтяного месторождения.

Определение начального, стационарного температурного поля Земли в теоретическом и экспериментальном плане оказалось чрезвычайно сложной проблемой, для изучения которой требуется много сил, времени, средств и всесторонних комплексных исследований на громадных территориях. Эти работы ведутся Казанским университетом уже много лет. Часть материалов по Татарии и Ромашкино отражена в отчетах и статьях, но в целом обобщающий материал будет опубликован в соответствующей монографии уже после выхода в свет настоящего труда, т.е. последним томом запланированной трилогии.

Материалы по второму из поставленных выше вопросов изложены в монографии [17] «Особенности теплового поля нефтяного месторождения», вышедшей в издательстве КГУ в 1968 г. и представленной в виде доклада на выездную сессию НТС Министерства нефтедобывающей промышленности, посвященной первому обсуждению теплового режима месторождений (Альметьевск, 1968).

Предварительным результатам многолетних исследований по третьему пункту общей программы посвящена настоящая книга. Основной трудностью при получении исходных экспериментальных материалов было полное отсутствие к началу работ (1959) эксплуатационных скважин с измененным температурным режимом. Охлаждающая пласты вода только начинала распространяться по радиусу от забоев нагнетательных скважин. Процесс, подлежащий изучению, только начинался в продуктивном горизонте. В связи с этим был избран метод контроля во времени за изменением фильтрационных характеристик пластов

через нагнетательные скважины. Специфика методики и крайне малая скорость протекания тепловых процессов в пластах потребовали длительного периода исследований. Только на большом временном интервале при тщательной отработке промысловой методики удалось получить в сложной обстановке достоверные и однозначные результаты.

Ввиду того, что при проведении массовых промысловых измерений и особенно при их интерпретации и сопоставлении с теорией встретились очень большие, иногда просто непреодолимые трудности, значительная часть работы посвящена методическим вопросам. Чтобы была понятна хотя бы часть трудностей, постановка задачи отнесена на конец Главы и изложена после анализа возможностей известных гидродинамических методов исследования пластов и скважин.

В подготовке аппаратуры и проведении промысловых исследований принимал участие большой коллектив кафедры радиоэлектроники КГУ. Автор выражает свою благодарность ст. инж. Шарагину А.Г., Паршину В.В., ст. мех. Платонову Ю.К., Евсееву Е.Ф., Степанову Н.Г. Особо следует отметить заслуги ст. инж. Латыпова Ф.Ф., Саховского А.В., Штанина А.В., Шулаева В.Ф., Казакова В.А., доц. Шкуро А.С., трудами которых проведена основная масса измерений.

Широкий размах проводимых работ был бы невозможен без тонкого нефтестойкого кабеля станции ЭДИПС-КГУ, который в течение многих лет модернизировался и изготавливался на одном из кабельных предприятий страны под руководством зам. директора ОКБ тов. Павлова В.А. Его вклад в эти работы трудно переоценить. Организация и планирование всего комплекса исследований велись при непосредственной консультации инициаторов работ гл. инженеров ОТН Васильева П.С., Грайфера В.И., Булгакова Р.Т. и гл. геолога ОТН Муслимова Р.Х. Автор от лица всех участников благодарит руководство и коллектив НГДУ «Ленингорскнефть», построивших отличную летнюю базу для сотрудников КГУ на Ромашкинском месторождении.

Активную помощь в подборе скважин оказали зав. отделами ОТН Ткаченко И.А., Аюпджанов Э.А., гл. геологи НГДУ Базив В.Ф., Пустовойт С.П., Свищев Б.С., Ахметов З.М., и др., а также геологи Яшин Ю.Н., Куц А.И., Ибрагимова Л.И. и др.

Одновременно с настоящей книгой в Издательстве Казанского университета вышли монографии: М.А.ПУДОВКИН, В.А.ЧУГУНОВ, А.Н.САЛАМАТИН «Задачи теплообмена в приложении к теории бурений скважин», М.А.ПУДОВКИН, А.Н.САЛАМАТИН, В.А.ЧУГУНОВ «Температурные процессы в действующих скважинах», М.А.ПУДОВКИН, И.К.ВОЛКОВ «Краевые задачи математической теории теплопроводности в приложении к расчетам температурных полей в нефтяных пластах при заводнении», которые в комплексе дают всестороннее освещение теплового режима нефтяных месторождений.

Сдана в издательство КГУ и в 1979 г. выйдет из печати коллективная моно-

графия под редакцией автора «Релаксационная фильтрация» в которой подробно разобраны вопросы влияния релаксационных эффектов на импульсные и волновые методы, измерения фильтрационных параметров продуктивных коллекторов.

Глава I

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДИКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

§ 1-1. ОСОБЕННОСТИ ТЕРМОЗАВОДНЕНИЯ НЕОДНОРОДНОГО, МНОГОПЛАСТОВОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

Ромашкинское нефтяное месторождение охватывает преобладающую часть Альметьевской вершины Татарского свода. Промышленные притоки нефти получены из песчано-алевролитовых отложений старооскольского, пашийского и кыновского горизонтов, из карбонатных коллекторов и турнейского ярусов, из песчаников и алевролитов яснополянского подгоризонта и из известняков башкирского яруса и верейского горизонта.

Основная по размерам и запасам залежь нефти пашийский продуктивный горизонт D_1 . Залежь имеет весьма сложное строение, ввиду крайне неоднородного состава песчано-алевролитовых пород горизонта D_1 . Выделяются 5 наиболее выдержанных пластов: «а», «б», «в», «г», «д». Кровля горизонта D_1 проводится по подошве тонкого прослоя карбонатных пород (репер «верхний известняк»), лежащего в основании кыновских глин. Толща глинистых отложений кыновского, саргаевского и доманиковского горизонтов, покрывающих горизонт D_1 , имеет мощность от 50 до 120 м. Она представляет собой региональный водоупор, обладающий к тому же прекрасными теплоизолирующими свойствами. Нижняя граница пашийского горизонта проводится по кровле глинистой толщи, отделяющей его от пласта D_{II} . Эта пачка является также довольно выдержанным местным водоупором и теплоизолятором. Общая мощность пашийского горизонта около 40 м.

С теплофизической точки зрения горизонт D_1 четко выделяется на начальной невозмущенной геотерме разреза в виде крутой ступеньки с градиентом температуры $\Gamma = 0,02 \pm 0,003^\circ\text{C}/\text{м}$. Выше и ниже идут пологие части геотермы, соответствующие покрывающим и подстилающим глинам с градиентом $\Gamma = 0,06 - 0,08^\circ\text{C}/\text{м}$. Внутри нефтеносного горизонта геотерма претерпевает излом.

Верхняя часть — менее теплопроводящая (пласты «а», «б», «в»), с меньшим градиентом, и нижняя — более теплопроводящая («г», «д»), с несколько большим геотермическим градиентом.

*Ромашкинское месторождение введено в разработку в начале пятидеся-
тых годов с разрезанием нагнетательными рядами всего объекта на несколько
самостоятельных эксплуатационных площадей. Плотность сетки различна
(от 24 до 64 га на скважину). Расстояние от первых нагнетательных до первых
эксплуатационных рядов не менее 1200 м.*

Как в нагнетательных, так и в эксплуатационных скважинах все продуктивные пласты горизонта D_1 вскрыты единым фильтром. На рис. 1 дана принципиальная схема поперечного разреза полосы между нагнетательным и первым эксплуатационным рядом. На нем изображены 3 типа скважин, встречающихся на месторождении: слева — нагнетательная, справа — эксплуатационная, в центре — контрольная скважина. В том случае, когда контрольная скважина перфорирована против одного из пластов и служит для прослеживания за пластовым давлением в нем, она носит название пьезометрической или наблюдательной. Громадный объем экспериментальных промысловых исследований, проведенных Казанским университетом и объединением «Татнефть» на Ромашкинском месторождении за шестидесятые годы, позволили установить как общую структуру очень сложного начального температурного поля, так и наличие четко выраженных температурных аномалий на геотермах контрольных и пьезометрических скважин против пластов, через которые прошел фронт нагнетаемой воды (ФНВ)

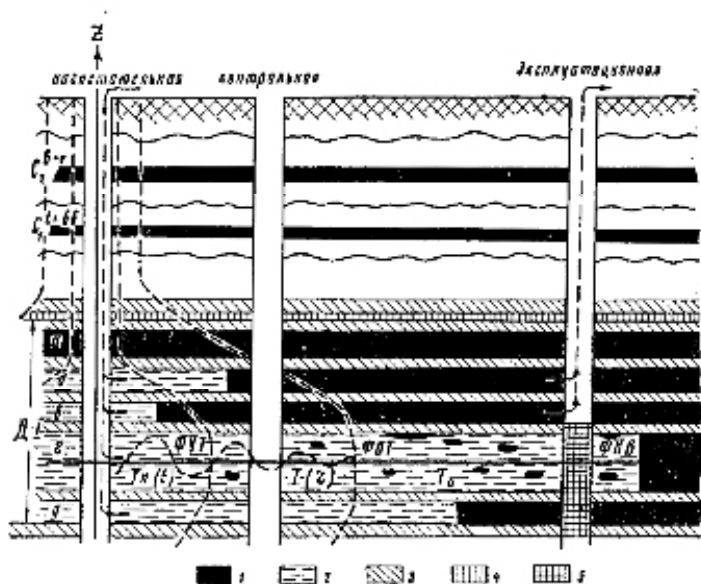


Рис. 1. Схематический поперечный разрез полосы между нагнетательным и первым эксплуатационным рядами. Пунктиром обозначены изотермы характерных поверхностей фронта возмущенной температуры (ФВТ) и фронта установившихся температур (ФУТ).

Одновременно с промысловыми измерениями разрабатывалась и все более совершенствовалась методика теоретического расчета элементов термозаводнения. К настоящему времени она формулируется следующим образом.

Бесконечный по простиранию пласт с постоянными теплофизическими параметрами, независящими от температуры, давления, времени и вертикальной координаты z , вскрыт системой нагнетательных и эксплуатационных скважин. Теплофизические параметры выше и ниже лежащих пород также постоянны, не равны между собой и отличаются от характеристик продуктивного пласта. (Полный набор их приведен в таблице 1). В пласте имеет место плоская, стационарная фильтрация однородной несжимаемой жидкости. Изотермический эффект учтен интегральным коэффициентом Джоуля-Томсона. Начальная геотерма в соответствии с реальными условиями аппроксимируется ломаной линией. Температура закачиваемой жидкости из-за сезонных колебаний меняется во времени по гармоническому закону с периодом в 1 год.

Чисто радиальное движение закачиваемой жидкости имеет место только для одиночной скважины в бесконечном плоском однородном пласте. В реальных условиях, когда скважина расположена в ряду других и расстояние между ними в 3 — 4 раза меньше, чем до зоны отбора пластовой жидкости, режим движения смешанный. В самом начале эксплуатации, пока не сомкнулись зоны заводнения отдельных скважин, движение близко к радиальному, хотя энергетический барьер от соседних точек закачки несколько искажает его. В последующие периоды времени фильтрация ближе к прямолинейно-параллельному движению. Таким образом, для достаточно больших отрезков времени после начала заводнения математическое решение задачи расчета элементов термозаводнения упрощается, и, кроме того, могут быть учтены горизонтальная составляющая теплопроводности в пласте, зависимость скорости фильтрации от времени и различие в теплофизических параметрах закачиваемой и вытесняемой жидкости.

Продвижение тепло- или хладоносителя по пласту вызывает возмущение начальной температуры в нем и окружающих породах. Вначале это нарушение бесконечно мало, но со временем оно растет в зависимости от темпа продвижения фронта нагнетаемой воды (ФНВ) и разности между начальной, невозмущенной температурой пласта T_0 и температурой закачиваемой жидкости $T_{ж}$. Для определенности вводятся понятия фронта возмущенной температуры (ФВТ) и фронта установившихся температур (ФУТ) таким образом, что на этих фронтах безразмерная температура

$$\theta = \frac{T - T_0}{T_{ж} - T_0}$$

1- (1)

равна 0,01 и 0,99 соответственно. Другими словами, на ФВТ температура изменяется на 1 % от полного перепада температур, действующего на пласт, а на ФУТ не достигает 1 % до полной величины действующего перепада, т.е. почти равна температуре нагнетаемой жидкости.

В общем виде, несмотря на значительную идеализацию процесса, теория довольно сложна и требует применения мощных ЭВМ. Однако для оценочных расчетов элементов термозаводнения с точностью, вполне достаточной для производственной практики, можно использовать приближенные выражения, справедливые для реальных времен и больших объемов закачки.

$$X = \frac{h\nu C_{\text{ж}}}{\lambda_n^2 C_n} \left[2\delta \sqrt{zhc_n c_k} + \delta^2 h^2 c_k^2 + C_n \lambda^2 t - (\varepsilon_n + 2\delta^2 h_n) \right]$$

1-

(2)

$$Z = 2\delta \sqrt{\frac{\lambda_n^2}{c_n}} \left(t - \frac{\varepsilon_n}{v_{\text{ж}}} \right) - \frac{x \lambda_n^2}{h\nu c_{\text{ж}}}$$

где z и x — расстояние в метрах, на которое продвинулся фронт возмущения температуры (ФВТ) по вертикали и горизонтали от центра пласта и оси нагнетательной скважины, v — скорость движения, t — время. Остальные обозначения приведены в таблице 1.

Для нахождения положения фронта отдельных конкретных значений безразмерной температуры в формулы (1-2) и (1-3) введен безразмерный параметр d . Некоторый набор его значений при разных q дан в таблице 2.

Таблица 2

	ВТ	Промысловые значения										ФТ
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,99	
	0,01	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,99	0
	0,822	0,143	0,907	0,733	0,395	0,437	0,370	0,273	0,179	0,089	0,0087	0

Для нахождения положения фронтов по координатным осям x и z , в выражениях (1-2) и (1-3) нужно положить равной нулю одну из координат

$$x|_{z=0} = \frac{2d^2 c_k c_{\text{ж}} h^2}{\lambda_n^2 c_n} \left(\sqrt{1 + \frac{\lambda_n^2 c_n t}{d^2 c_k h^2}} - 1 \right)$$

$$z|_{x=0} = 2\delta \sqrt{\frac{\lambda_n^z t}{c_n}}$$

Принципиальная картина возможных положений ФНВ ФВТ и ФУТ для Ромашкинского месторождения на середину шестидесятых годов дана на рис. 1. За пласт-индуктор на этом рисунке, т.е. пласт с лучшими коллекторскими свойствами, который задает основное температурное возмущение для всего горизонта D_1 , взят пласт «г». Естественно, что в реальных условиях им может быть любой другой из 5 пластов «а», «б», «в» или «д». Все определяется степенью и характером их вскрытия, фильтрационными характеристиками, местоположением скважин, отбирающих нефть, режимом их эксплуатации и т.д. и т.п.

Две пунктирные линии фронтов разделяют разрез на 3 зоны:

- а) справа область невозмущенных начальных температур $T_0(z)$;
- б) в центре полоса возмущенной, измененной температуры, где ее значение зависит от координат $T(xz)$;
- в) слева лежит область, где температура пород мало отличается от температуры закачиваемой жидкости, $T = T_{ж}$.

Если на входе в пласт подается жидкость с переменной температурой

$$T_{ж} = T_{ж0} \cos \omega t$$

где $\omega = \frac{2\pi}{F}$, а F — период сезонных колебаний, то во внутренней и центральной зонах текущая температура будет гармонически зависеть от времени t . Эта особенность используется для определения некоторых параметров пластов [7]. При расчетах по формуле (1-1) используется усредненное за период F значение $T_{ж}$.

Как видно из рис. 1, зона возмущенных температур охватывает не только продуктивный горизонт D_p но и породы, прилегающие к стволу нагнетательной скважины. Расчет радиуса теплового возмущения в этой части разреза оценивается по формуле

$$r = \theta r_c \ln \left(1 + \sqrt{\frac{\pi \theta}{r_c^2}} \right)$$

1-(7)

где θ — безразмерная температура, r_c — приведенный радиус скважины, а — температуропроводность пород.

На рис. 1 изображены и наиболее характерные случаи состояния выработки отдельных пластов горизонта D_1 в условиях нарушенного теплового режима месторождения:

1°. За основной пласт, пласт-индуктор, определяющий тепловой режим окружающих пород, выбран, как уже отмечалось, пласт «г». Скорость продвижения жидкости в нем максимальна для данного разреза, следовательно, ФНВ и ФВТ уходят по нему на наибольшее расстояние от оси скважины

$$x_{\text{фвн}}^r > x_{\text{фвн}}^{a,b,\delta,\delta}; x_{\text{фвт}}^r > x_{\text{фвт}}^{a,b,\delta,\delta}$$

2°. Пласт, ФНВ которого отстает от ФНВ пласта-индуктора, но движется впереди его ФВТ. Как пример этого случая на рис. 1 дан пласт «д». В нем подвергается охлаждению только заводненная, частично уже промытая часть пласта

$$x_{\text{фвн}}^r > x_{\text{фвн}}^{\delta} > x_{\text{фвт}}^r$$

3°. Случай, когда ФНВ данного пласта лежит в зоне начавшегося изменения температуры. Изотермический режим фильтрации нарушается в нем не только для водного слоя, но и для чисто нефтяной части (пласт «б»)

$$x_{\text{фвт}}^r < x_{\text{фнв}}^b < x_{\text{фвт}}^r$$

4°. Пласт освоен под закачку, но за счет малой скорости движения ФНВ в нем его нефтенасыщенная часть попала в ту зону, где температура снизилась до температуры закачиваемой воды (пласт «в»)

$$x_{\text{фвн}}^b < x_{\text{фвт}}^r$$

5°. В разрезе скважин довольно часто встречаются также пласты, которые по тем или иным причинам не были вообще освоены под закачку воды при данных условиях эксплуатации, поэтому они остаются полностью нефтенасыщенными по всему объему (пласт «а»)

$$x_{\text{фнв}}^a = 0$$

6°. Вышележащие продуктивные горизонты девона и карбона, не вовлеченные пока в разработку¹.

Для того, чтобы как-то оценить изменения в нефтеотдаче за счет неизотермичности процесса выработки, необходимо изучить поведение во времени каждого из этих типов пластов в отдельности, а затем просуммировать результаты по всему горизонту или разрезу в целом.

¹ На Ромашкино зона охлаждения вокруг нагнетательных скважин пока невелика, хотя и помешает, в случае необходимости, возврату нагнетательных скважин на верхние горизонты. Со временем картина еще больше осложнится. Так, на Октябрьском месторождении в Грозном при плотной сетке скважин и семидесятилетней эксплуатации, радиусы теплового влияния эксплуатационных скважин перекрылись между собой, и весь массив горных пород над месторождением представляет собой зону возмущенных температур.

Окнами в пласты, через которые можно изучать процессы, происходящие в них, являются забои скважин. Как уже отмечалось выше, имеются 3 принципиально различных типа скважин. Набор их дан на рис. 1. На данном этапе разработки Ромашкинского месторождения (шестидесятые годы) ФНВ, как правило, прошел, а ФВТ еще не дошел до забоев эксплуатационных скважин первого ряда. Следовательно, через эксплуатационные скважины трудно получить какую-либо информацию о влиянии температуры на степень выработки даже лучшего пласта в разрезе. Те пропластки в этих скважинах, по которым прошел ФНВ и по которым скважина обводнилась, обычно отсекаются цементным мостом или «летучками» и доступ к ним затрудняется.

Громадное значение для производственной практики и перспектив развития внутриконтурного заводнения имело бы исследование таких пластов в процессе извлечения из них обводненной продукции, вплоть до прохода через них обоих температурных фронтов. Это был бы ценный материал для проектирования разработки месторождений на поздней стадии полной обводненности продукции.

Значительно больше сведений можно получить на данном этапе в контрольных скважинах, если через них прошел хотя бы один из трех фронтов, нанесенных на рис. 1.

I. Проход ФНВ и частичная замена нефти в порах коллектора на воду меняет теплопроводность пород, а следовательно, и вертикальный градиент температуры против обводненной части пласта. Это тонкий эффект и экспериментальная методика его использования, несмотря на всю важность, еще не отработана. Необходимы обширные и точные сведения о начальных градиентах температур нефтенасыщенных пластов, которые можно получить лишь в контрольных, не перфорированных скважинах через несколько лет простоя их после бурения. Такая большая выстойка необходима для того, чтобы до предела снизить ошибки в определении градиента температуры, вызванные поглощением бурового раствора наиболее проницаемыми пластами разреза. К большому сожалению, ни в контрольных (их вообще мало на Ромашкино), ни в пьезометрических скважинах нет хорошо проницаемых пластов — песчаников с полной начальной нефтенасыщенностью. Просто скважины с такими пластами, независимо от их первоначального назначения, никогда не попадают в разряд контрольных или пьезометрических. Это первое затруднение.

Второй трудностью при интерпретации наклона геотерм против промытого пласта является скудность сведений о зависимости теплопроводности пористых сред от характеристик жидкости, заполняющей поровое пространство. Здесь не видно принципиальных трудностей, кроме многообразия пористых сред.

II. Проход ФВТ через забои контрольных скважин фиксируется четко выраженной аномалией на начальной геотерме разреза. Этот вопрос подробно разобран в предыдущей работе [17].

III. С проходом ФВТ появляется возможность судить о некоторых па-

раметрах пласта и состоянии разработки по временной зависимости формы кривой температурной аномалии [7]. Метод громоздкий, требующий, как минимум, годового отрезка времени, т.е. одного полного периода годовых колебаний температуры в пласте, но позволяющий оценить такие важные параметры, как количество жидкости, прошедшей по пласту в данном направлении, и величину промытой мощности пласта.

IV. Зная количество прокаченной жидкости и ее температуру, можно путем сопоставления теоретических решений с экспериментально замеренной кривой возникшей температурной аномалии оценить вертикальную составляющую кондуктивной теплопроводности пород, покрывающих и подстилающих пласт-индуктор. Об этом также говорилось в работе [17].

Третьим типом скважины является нагнетательная, находящаяся в самом центре зоны возмущенных температур. Через нее можно получить максимум информации, в связи с чем всесторонним особенностям ее исследования и посвящено все последующее изложение.

§ 1-2. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТА, ЖИДКОСТИ И СКВАЖИНЫ

Вытеснение нефти водой, даже в условиях изотермической фильтрации, представляет собой сложный и далеко не до конца изученный процесс, особенно для литологически неоднородных пластов при заметном различии в вязкостях вытесняющей и вытесняемой жидкостей. На процесс фильтрации оказывают влияние свойства как коллектора, так и движущейся по нему жидкости. Обще-принято характеризовать однородный изотропный пласт его мощностью — h , проницаемостью — k , пористостью — m , сжимаемостью — b_c . В свою очередь, пластовая жидкость, заполняющая поры коллектора, характеризуется плотностью — ρ , вязкостью — μ , сжимаемостью — $b_{ж}$ и напряжением сдвига — τ_0 . ния и эксплуатации месторождения перечисленные выше характеристики пласта сами могут быть функциями давления, температуры и их производных.

В условиях Ромашкинского месторождения с внутриконтурным заводнением диапазон давлений в продуктивных пластах лежит от 80-120 ат на забоях эксплуатационных скважин до 270-430 ат на забоях нагнетательных. таким образом возможные вариации давления достигают 350 ат.

Начальные температуры для кровли продуктивного горизонта лежат в пределах от 30 °C на северной, восточной и южной периферии месторождения, до 38°C - в центре и 47°C - в юго- западной части. С учетом охлаждения пластов

закачиваемой водой (диапазон сезонных изменений температуры которой можно оценить по графику на рис.2) нижняя граница пластовых температур составляет внушительную цифру в 40°C.

Согласно справочным данным [13,14,19 и др], существует зависимость параметров пресной воды и нефти от давления и температуры. Вполне естественно, что изменчивость параметров нефти значительно больше, чем у воды, а зависимость характеристик от температуры заметно больше, чем от давления.

Опыт подсказывает, что в условиях промысловых экспериментов на Ромашкинском месторождении, когда инструментальная точность измерений, как правило, не превышает 3-5 % можно пренебречь зависимостью параметров жидкости от давления. Для температурных поправок этого делать нельзя и их необходимо вносить в зависимости от конкретных условий измерений.

При исследовании через забои нагнетательных скважин, как стационарными, так и нестационарными гидродинамическими методами, изучаемая зона в пластах сознательно ограничивается в пределах, близких к половине расстояния между скважинами в нагнетательных рядах. Для экспериментального участка Казанского университета, расположенного на границе Ю-Ромашкинской и Лениногорской площадей, на котором проведена подавляющая масса исследований, это расстояние составляет 250 — 300 м. Почти для всех скважин, за исключением простаивающих и малодобитных, эта зона лежит внутри ФВТ, ближе к ФУТ, т.е. фильтрация происходит в условиях, когда пластовая температура зависит в основном от затухающих по радиусу сезонных колебаний закачиваемой воды в пласте.

Форма годовых колебаний температуры, согласно рис. 2, имеет явно выраженные площадки в зимний и летний периоды. Длина тепловой волны в пласте, по измерениям Казанского университета, для многих скважин экспериментально го участка составляет 600 — 1000 м. Отсюда следует, что если измерения проводятся в наиболее удобные для исследования летние месяцы — июль и август, то пластовая температура в радиусе 250 — 350 м от забоев нагнетательной

скважины будет близка к летней $T_{жс}^{лет} = 8 \pm 2^{\circ}C$.

Приведенные данные и принятые ограничения позволяют принять в первом приближении параметры воды константами, считать процессы, происходящие в этой зоне пласта, изотермическими и использовать для описания методы обычной подземной гидромеханики.

Для определенности, если не будет специально оговорено, во всех дальнейших расчетах принято Последнее равенство означает, что в условиях заданной точности измерений можно пренебречь вязко-пластическими, неньютоновскими свойствами воды.

Сделанные допущения, не внося существенных погрешностей в результа-

значительно упрощают решение поставленной задачи и позволяют перевести все внимание на параметры пласта-коллектора.

Все перечисленные ранее фильтрационные параметры пласта и жидкости нанесены на рис. 3, где даны общеупотребительные комбинации между ними, характеризующие среду в целом

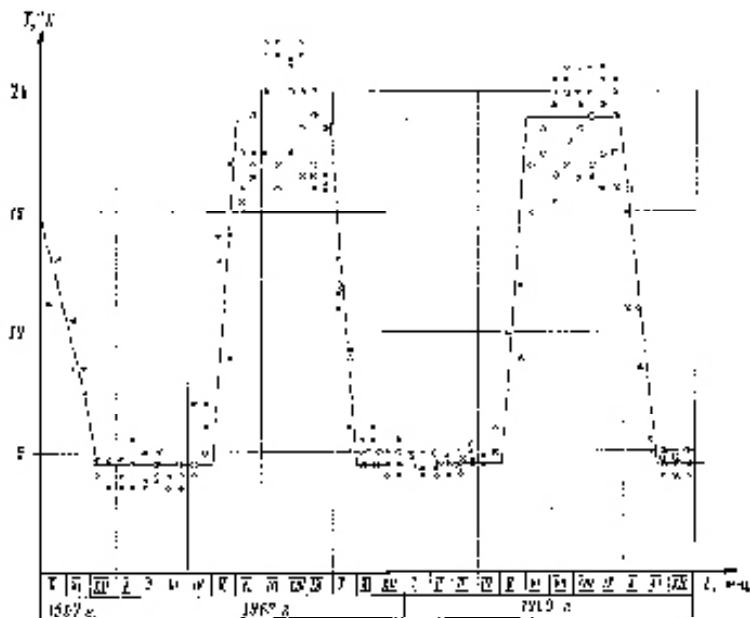


Рис. 2. График сезонных изменений температуры закачиваемой воды на устьях нагнетательных скважин Ромашкинского месторождения.

коэффициент гидропроводности

$$\sigma = \frac{k}{\mu} \sim \text{Д} \cdot \text{см/сп}$$

коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{k}{m \cdot b_{\text{жс}}} \sim \text{м}^2 / \text{сек} \sim \text{д} \cdot \text{м} / \text{в}$$

1-

в который входит коэффициент упругости пласта

$$b_{\text{жс}} = m b_{\text{жс}} + b_c \sim 1 / \text{м}$$

1-(10)

Другие составные параметры включают в себя, кроме фильтрационных характеристик пласта и жидкости, также величину приведенного радиуса скважины r_c . С его участием образуется приведенный радиус влияния скважины, принимаемый за контур питания [25]

$$r_k = r_c + \sqrt{\rho \cdot x}, \text{ см} \quad 1-$$

Наиболее сложной составной величиной на рис. 3 является коэффициент продуктивности скважин

$$K = \frac{2\pi}{h} \frac{r_k}{r_c} \sim \frac{\text{м}^3}{\text{с} \cdot \text{м}} \sim \frac{\text{м}^3}{\text{сек} \cdot \text{м}}$$

1-(12)

Так как продуктивность скважины определяется из измерений в стационарном режиме ее работы, то под r_k в этом случае подразумевается радиус постоянного контура питания данной скважины.

Подводя итоги настоящего параграфа, можно заключить, что для адекватного описания фильтрации в реальных условиях нужна многомерная, неизотермическая гидродинамика двухжидкостной, сжимаемой вязко-пластической смеси в неоднородных деформируемых коллекторах. Но и она, если бы даже была создана, бессильна что-либо описать в условиях крайне слабой изученности фильтрационных характеристик в процессе эксплуатации и смены пластовых жидкостей.

Поэтому, заведомо допуская большие погрешности для небольшого по размерам бассейна влияния длительно работающей нагнетательной скважины, можно воспользоваться (за неимением лучшего) обычной изотермической гидродинамикой несжимаемой, однородной, ньютоновской жидкости с фиксированными параметрами всей системы. Каждый случай отклонения рассматривать особо, внося, если нужно, соответствующие поправки в численные расчеты.

§ 1-3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

Исторически подземная гидромеханика как макроскопическая феноменология характеристикам пласта и флюида находит функциональную зависимость дебита, давления или другого параметра от координат и условий на границах или времени при переходных режимах.

При создании методов контроля за разработкой месторождения потребо-

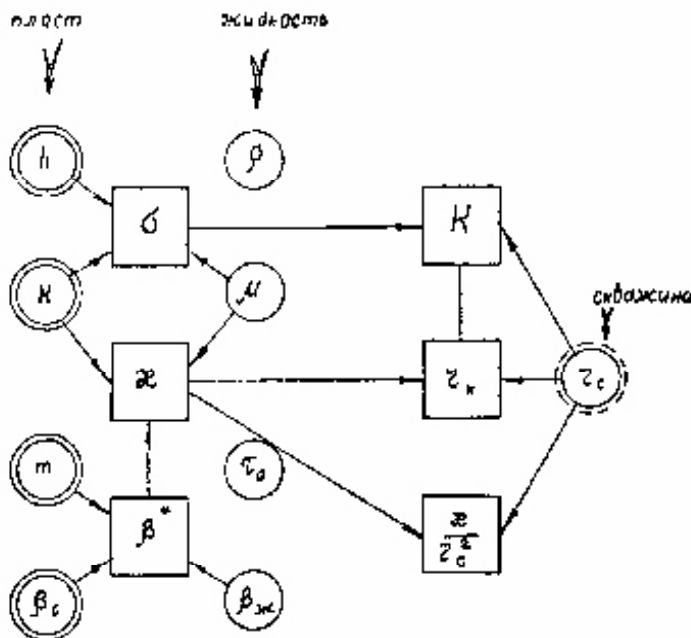


Рис. 3. Фильтрационные параметры пласта, жидкости и скважины, а также основные комбинации между ними, встречающиеся на практике.

валось своего рода решение обратных задач подземной гидродинамики, когда по известному распределению дебита, давления или температуры, необходимо определить фильтрационные параметры пласта и скважин. Если число независимых параметров равно или менее числа изученных зависимостей, то поставленная задача может быть определена полностью и искомые параметры находятся однозначно. Если же данных, полученных из эксперимента, меньше числа независимых параметров, то задача становится неоднозначной и возможны любые неопределенности. К сожалению, именно последняя ситуация характерна для промысловых исследований на современном этапе.

Из рис. 3 видно, что для идеализированного случая длительно работающей нагнетательной скважины, остается по крайней мере, 5 из 9 независимых параметров и необходимо иметь, по крайней мере, 5 экспериментально определяемых зависимостей, в которые входили бы эти параметры.

Развитые к настоящему времени методы измерения характеристик пластов делятся на керновые, геофизические, гидродинамические, температурные и термодинамические. Первые два взаимообусловлены и характеризуют пласт

фактически в точке, где пробурена скважина, отобран керн или проведен каротаж призабойной зоны. Гидродинамические методы охватывают весь бассейн фильтрации данной скважины и выдают характеристики, усредненные по этому бассейну. Сопоставление данных этих двух принципиально разнотипных измерений однозначно только для идеализированного однородного пласта постоянной мощности и проницаемости, заполненного однородной жидкостью и т.д. и т.п. В реальных условиях корреляция требует сугубо индивидуального подхода и может носить лишь оценочный характер.

Используемые в данной работе гидродинамические методы исследования пласта можно условно разбить на 3 категории: исследование при стационарных условиях работы скважин, исследование переходных режимов и, наконец, изучение квазиустановившихся периодических процессов в пласте в виде волн давления. Описание их дано во многих работах [2, 4, 24 — 26 и др.]. Ниже приводятся лишь некоторые выражения, используемые в настоящей работе.

Согласно общей теории переноса [23], движение вещества, заряда, тепла и др. описывается в первом линейном приближении элементарной формулой: поток субстанции равен произведению проводимости среды на градиент силового поля. Применительно к подземной гидромеханике она имеет вид

$$q = K\Delta P \quad 1 - \quad (13)$$

Связывающий дебит скважины q через продуктивность K с депрессией на пласт ΔP . Продуктивность среды в данном случае определяется коэффициентом гидропроводности пласта S и геометрией радиального притока (1-12).

Для нагнетательной скважины возможны 3 стационарных состояния:

- 1) установившийся режим закачки жидкости в пласт при $DP_n = \text{const}$ и $q_n = \text{const}$;
- 2) режим простоя скважины, когда пласт в ее окрестностях не возмущен и находится под постоянным пластовым давлением;
- 3) установившийся режим самоизлива с постоянной депрессией и фиксированным дебитом.

Распределение давления в окрестностях скважины для режима 1 и 3 описывается выражением

$$P(r) = P_c \pm \frac{q}{2\pi} h \frac{r}{r_c}$$

которое можно получить из формул (1-12) и (1-13). P_c — давление на забое скважины. По установившейся традиции знак + относится к изливу, а — относится к закачке жидкости в пласт.

Между этими тремя стационарными состояниями возможны 6 переходных процессов, когда скважина во времени переходит из одного установившегося режима в другой:

1°. (НП) — нагнетание — простой, т.е. остановка скважины после длительной работы в режиме закачки жидкости в пласт $q_n = \text{const}$, $P = P(t)$.

2°. (ИП) — излив — простой. Аналогично после излива $q_n = \text{const}$, $P = P(t)$.

3°. (НИ) — нагнетание — излив, $q_n = \text{const}$, $\Delta P = \text{const}$, $q_n = q_n(t)$.

4°. (ИН) — излив — нагнетание, $q_n = \text{const}$, $\Delta P = \text{const}$, $q_n = q_n(t)$.

5°. (ПН) — простой — нагнетание, $q = 0$, $\Delta P = \text{const}$, $q_n = q_n(t)$.

6°. (ПИ) — простой — излив, $q = 0$, $\Delta P = \text{const}$, $q_n = q_n(t)$.

В общем виде теория нестационарной фильтрации достаточно сложна [2, 26 и др.], однако в первом приближении можно воспользоваться все теми же уравнениями (1-12) и (1-13), где вместо радиуса контура питания подставить выражение (1-11) или любую другую зависимость, описывающую закон его движения в пласте

$$q(t) = \frac{2p \cdot \Delta P}{\ln\left(\frac{r_c + \sqrt{px}}{r_c}\right)} = \frac{2p \cdot \Delta P}{\ln\left(1 + \sqrt{\frac{px}{r_c^2}}\right)}$$

1-(15)

В знаменателе выражения (1-15) вполне можно пренебречь единицей по сравнению со вторым членом. Действительно, даже для минимального времени $t = 1$ сек в начале переходного процесса, которое практически невозможно зафиксировать в промысловой практике, второй член уже на 1 — 2 порядка использовать его для решения обратной задачи нахождения фильтрационных параметров пласта из экспериментально снятых кривых переходных процессов. Разрешая уравнение (1-15) относительно давления и переходя от натуральных к десятичным логарифмам, получим

$$\Delta P(t) = \frac{0.183q}{s} \left(\lg \frac{p \cdot x}{r_c^2} + \lg t \right)$$

т.е. искомое уравнение для двух типов кривых восстановления давления — КВД (НП и ИП).

Преобразуя выражение (1-15) для обратной величины дебита и переходя к десятичным логарифмам имеем

$$\frac{1}{q(t)} = \frac{0.183}{s \Delta P} \left(\lg \frac{p \cdot x}{r_c^2} + \lg t \right)$$

1 -

(17)

Это уравнение позволяет производить обработку двух видов кривых падения дебита — КПД (ПН и ПИ). Для двух других типов КПД (НИ и ИН), из-за наличия начального распределения давления в пласте, описываемого выражением (1-14), необходимо в знаменателе выражения (1-17) к величине переменного дебита $q(t)$ прибавить величину стационарного дебита закачки или самоизлива, с которым скважина работала до начала переходного процесса, т.е.

$$\frac{1}{q(t) + q_o} = \frac{0.183}{s \Delta P} \left(\lg \frac{p \cdot x}{r_c^2} + \lg t \right)$$

1-(17a)

)

Все 3 выражения в координатах ΔP и $\lg t$, или $1/q(t)$ и $\lg t$ представляют собой прямые линии, по наклону которых находится коэффициент гидропроводности

$$\lg \frac{px}{r_c^2}$$

s , а по отрезку, отсекаемому на оси ординат, — комплекс

Третьим видом гидродинамических исследований, используемых для определения фильтрационных параметров коллектора, являются волны давления в пласте как в неустановившемся [4, 5], так и в квазиустановившемся режимах [15]. Квазиустановившийся режим дает ту же информацию, но значительно проще при обработке кривых. Теоретически задача для него решается для бесконечного изотропного пласта с постоянными характеристиками жидкости и коллектора, разбуренного двумя скважинами [15]. Одна из них, возмущающая, расположена в начале координат. Периодический режим ее задается в виде

$$q(t) = q_o + \sum_{n=1}^{\infty} q_r \cos w_n t$$

1 -

(18)

или

$$w_n = \frac{2\pi n}{F}$$

Здесь q_n — амплитуда и частота n -й гармоники основного сигнала с периодом F , а q_o — постоянная составляющая дебита, P_{cn} — амплитуда n -й гармоники волны давления с частотой w_n , совпадающей с частотой изменения дебита, P_{c0} — постоянная составляющая давления на возмущающей скважине.

Вторая скважина, расположенная от возмущающей на расстоянии R , играет роль приемника. При распространении волн возмущения в пласте давление на ее забое будет также гармонической функцией времени

$$P(R, t) = P_0 + \sum_{n=1}^{\infty} P_n \cos(w_n t - v_n) \quad 1 -$$

(20)

P_0 — начальное невозмущенное давление в пласте, P_{0n} — амплитуда n -й гармоники, а v_n — сдвиг по фазе этой гармоники по отношению к задающей волне.

В виде выражений (1-18), (1-19) и (1-20) записаны реальные исходные данные, замеряемые в ходе эксперимента. Из решения этой задачи [15] для квазиустановившегося режима с точностью, вполне достаточной для практики, могут быть найдены искомые параметры пласта

$$\bar{x} = \frac{w_n R^2}{2 \left[v_n + \left(a - \frac{1}{8} \right) p \right]^2}$$

$$\bar{s} = \frac{q_n \exp \left[\left(a - \frac{1}{8} \right) p - v_n \right]}{2\sqrt{2} \cdot \sqrt[4]{2} \sqrt{p P_n} \sqrt{v_n + \left(a - \frac{1}{8} \right) p}} \quad 1 -$$

$$\bar{r}_c = R \cdot p \left\{ \frac{\sqrt{p} (P_0 - P_n) q_n \exp \left[\left(a - \frac{1}{8} \right) p - v_n \right]}{q_0 P_n \sqrt{2} \sqrt[4]{2} \sqrt{v_n + \left(a - \frac{1}{8} \right) p}} \right\}$$

1-(23)

$$r_c = \frac{R}{\sqrt{2 \left[v_n + \left(a - \frac{1}{8} \right) p \right]}} \exp \left\{ \left(\frac{P_n}{P_0} \right)^2 \frac{\exp \left[2 \left[b - \frac{1}{8} \right] p - v_n \right]}{2 \sqrt{2 \left[v_n + \left(b - \frac{1}{8} \right) p \right]}} - (0,7854)^2 \right\}$$

В этих выражениях, кроме приведенных выше обозначений, введены целые числа a и b , указывающие на сколько целых периодов во времени сдвинута кривая переменного давления в реагирующей скважине по отношению к возмущающей. Наблюдая за процессом распространения волн с самого начала подачи возмущений на вход пласта или зная порядок величины пьезопроводности, можно определить эти значения.

Как видно из приведенных решений, волновые методы, оперируя амплитудами дебита на задающей скважине, амплитудами давления на задающей и реагирующей скважинах, а также сдвигом по фазе этих волн, дают возможность определения уже трех искомых величин — гидропроводности $\bar{S}$, пьезопроводности $\bar{c}$ и приведенного радиуса скважины $\bar{r}_c$. Другие два определяемых параметра — это направленная гидропроводность и приведенный радиус скважины, значение которого также является направленным. Для неоднородного анизотропного пласта это создает большие неудобства при сопоставлении данных, полученных с помощью волн давления, с известными из переходных процессов. При объективных исследованиях необходимо иметь, по крайней мере, 5 — 6 направленных значений каждого комплекса для одной скважины с разными азимутами. Только после усреднения их по всем направлениям можно пытаться сопоставить их с данными из КПД. Результаты, полученные из измерений переходных процессов, следует назвать круговыми, так как они характеризуют средние значения параметров по всей круговой площади влияния данной скважины, а керновые и геофизические — точечными, или локальными. Последние будут обозначаться индексом ноль — k_0, m_0, h_0 . Круговые, как наиболее часто употребляемые в этой книге, — без индексов.

Для ясности в дальнейшем изложении необходимо оговорить также термин «приведенный». Он был употреблен по отношению к радиусу скважины и означал, что r_c — это не реальный радиус ствола скважины по долоту, а некоторый фиктивный, учитывающий несовершенство скважины как по характеру, так и по степени вскрытия. Приведенный радиус скважины в выражении (1-16) и (1-17) — величина еще более далекая от реальности, так как определяет такой радиус, который имела бы скважина в однородном пласте с гидропроводностью s и пьезопроводностью c , вычисленных по КПД, т.е. усредненным по громадной площади, в миллионы раз превышающей площадь ствола скважины. Вот такой, дважды фиктивный, приведенный радиус скважины на Ромашкинском месторождении является самой из менчивой величиной — его значения колеблются от 10^3 см до 10^7 см, т.е. на 10 порядков величин.

Термин «приведенный» будет использоваться и при определении какого-либо отдельного фильтрационного параметра из экспериментально измеренного

Как видно, гидродинамические методы на современном этапе их развития, благодаря модели сплошной среды, лежащей в основе подземной гидромеханики, определяют только комбинации искомых величин. Если возникнет необходимость выделить какой либо отдельный параметр из комплекса, то это означает, что другие нужно положить известными, т.е. фиксировать их «значения». Тогда выделенный параметр будет приведенным по отношению к фиксированному.

Такая ситуация возникает, например, при анализе направленных параметров. Все они: $\vec{C}$, $\vec{S}$, $\vec{r}$ - представляют собой просто числа, характеризующие одну и ту же зону пласта и поэтому полностью сопоставимы между собой. Пьезопроводность (1-9) и гидропроводность (1-8) образуют систему двух уравнений, связывающих при принятой идеализации 3 фильтрационных параметра: проводимость k/μ (если $\mu = 1$, то это просто проницаемость пласта), мощность пласта h и его упругоемкость β^* . Возникает большой соблазн: положить один из них известным по тем или иным соображениям, тогда 2 других определятся однозначно. Это будут приведенные значения. В дальнейшем они будут обозначаться в квадратных скобках с указанием, по какой величине они приведены. Из системы уравнений (1-3) и (1-9) следует 3 варианта, или 3 набора, значений. Если, например, известна мощность пласта h_o , то

$$\left[\frac{k}{m}\right]_{n_o} = \frac{\vec{s}}{n_o}, u, [b^*]_{n_o} = \frac{\vec{s}}{n_o x} \quad 1 -$$

(25)

Все варианты удобнее свести в квадратную таблицу, в которой зажатый параметр расположен в диагональных клетках.

Значения в какой-либо строке или колонке таблицы 3 чаще всего не будут совпадать между собой. Чем больше разброс, тем неоднороднее пласт по своим свойствам, и наоборот, если 3 значения совпадают, пласт однороден по этим параметрам.

§ 1-4. ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

1°. К 1959 г. стало совершенно очевидным, что многопластовый литологически неоднородный продуктивный горизонт Ромашкинского месторождения вырабатывается в условиях нарушенного теплового равновесия [17]. В связи с этим возникла острая необходимость как в изучении температурного режима месторождения [17], так и в исследовании вопросов неизотермической нефтеотдачи в промысловых условиях.

Таблица 3

h	k/μ	β'
h_*	$\frac{s^*}{k_*}$	$\frac{s^*}{k_* c}$
$\frac{s^*}{k_* / m}$	k_*/μ	$\frac{k_*}{m c}$
$\frac{s^*}{c b_*}$	$c b_*$	b_*

2°. К 1962 г. для контроля за внутриконтурной выработкой экспериментального участка КГУ на Южно-Ромашкинской площади были освоены и испытаны на практике: а) определение структуры начального теплового поля месторождения; б) методика теоретического расчета теплового режима пласта с внутриконтурным заводнением; в) полный комплекс гидродинамических измерений параметров пласта при стационарном, переходных и волновых режимах работы.

3°. Сведения о возможностях различных методов определения фильтрационных параметров пластов приведены в таблице 4.

4°. Как показал анализ возможностей гидродинамических методов, проведенный в настоящей главе, нет прямых путей контроля за нефтеотдачей пластов, поэтому были приняты компромиссные решения:

1. Контроль за продвижением ФНВ в вырабатываемом пласте-индукторе. Наиболее полно задаче удовлетворяет измерение направленной пьезопроводности пласта между нагнетательной и эксплуатационной скважинами с помощью волн давления. На самом деле, опираясь на значительную разность в фильтрационных свойствах вязкости и сжимаемости вытесняемой и вытесняющей жидкости, можно показать, что для экспериментального участка Ромашкинского месторождения

$$\vec{x}_g = \frac{m_h b_h^*}{m_g \cdot b_g^*} \vec{x}_h \sim (6-9) \vec{x}_h$$

(26)

1 -

Следовательно, при достигнутой точности измерения $\bar{C}$, в 0,1% функция $\bar{C}(t)$ будет реагировать на все нюансы продвижения ФНВ. В момент обводнения эксплуатационной скважины по наиболее проницаемому слою эта функция до-

II. Оценка коэффициента нефтеотдачи по степени замещения нефти водой — h_0 в пласте-индукторе. Для этих целей может быть использована зависимость направленного коэффициента гидропроводности пласта $\vec{S}$ от времени. На первом этапе, пока ФНВ движется от нагнетательной к эксплуатационной скважине, $\vec{S}$ будет расти, так как меняется вязкость пластовой жидкости и за счет частичного отмыва увеличивается мощность пласта.

В момент обводнения эксплуатационной скважины возможна нормировка промытой мощности пласта h по коэффициенту упругоэластичности и ставшей константой проводимости пласта k/m .

На втором этапе наблюдение функции

$$[\vec{h}]_{b_0^*} = \vec{h}(t) \quad I -$$

(27)

дает рост чистого значения приведенной мощности пласта во времени, т.е. характеризует продолжающийся процесс отмыва пласта от нефти и рост значения h до его максимального значения. Стабилизация функции $h(t)$ говорит о закончившемся процессе замещения при данных условиях и режиме эксплуатации или выработке пластов.

Чувствительность выражения (1-27) уступает на порядок чувствительности по пьезопроводности, но вполне достаточна для практических промысловых целей. Обе эти функции могут служить прекрасными индикаторами на применение любых способов интенсификации разработки.

III. Определение коэффициента нефтеотдачи по вертикальному охвату пластов выработкой h . Выработку всех других пропластков в разрезе, кроме основного пласта-индуктора, можно оценивать по измерению круговых значений гидропроводности S_i и продуктивности пластов k_i в процессе эксплуатации, используя данные переходных процессов. Из этих же данных можно вычислять и величину пластовых давлений и даже характер его распределения по радиусу от скважины.

IV. Использование гидродинамических методов измерения для нужд нефтепромысловой практики. Несмотря на все свое несовершенство и ограниченность возможностей, гидродинамические методы исследования могут стать надежными помощниками геолога-разработчика или лечь в основу информационного массива АСУП.

Обычно известными считаются величины h , m , r_c , b^* , r_k , m , а из опыта определяют проницаемость и пьезопроводность пласта. Эти величины мало что дают производственнику. Кроме того, нахождение проницаемости опирается

на такие изменчивые параметры, как h , r_c , r_k . В реальных условиях, для одножидкостных систем, более правильно в условиях вынужденной неопределенности полагать известными k_o , m_o , b_o , m из геофизических измерений, а из опыта, т.е. переходных процессов, находить h и r_c , а также оценивать величины r_k и K . Значение r_c — приведенного радиуса скважины — является тонким индикатором почти всех методов воздействия на призабойную зону скважины. Для интенсификации разработки, как правило, добиваются любыми способами роста r_c , а для изоляции и вывода из строя какого-либо пропластка, наоборот, его всемерного уменьшения. Значение приведенной мощности h и особенно его изменение в процессе эксплуатации — это непосредственное наблюдение за нефтеотдачей в относительных единицах. r_k — также важный параметр разработки. Он говорит о степени охвата данной скважиной площади в плане месторождения, об интерференции скважин, позволяет оценить η_{xy} .

5°. Согласно схеме на рис. 1, в начальный период разработки месторождения основные потери в нефтеотдаче связаны с охлаждением и потерей подвижности пластовой жидкости во всех пропластках продуктивного горизонта, кроме пласта-индуктора. Поэтому в настоящей работе основное внимание уделено отработке методики и тщательным измерениям круговых фильтрационных параметров пластов разреза и их изменениям в процессе разработки. Остальные методы использовались как вспомогательные и привлекались по мере необходимости.

Для убедительности период систематических ежегодных измерений планировался на 10 лет. Однако сложность изучаемой системы и несовершенство и доработка методов увеличили этот срок еще на 4 года — с 1959 по 1974 г.

№ п/п	Исходные данные задачи				Условие задачи	Результат решения	Экспликация
	r	Q	h	z			
1	z	h	Q	r	z	h	Q
2	Задача 1				z	h	Q
	r	Q	h	z	z	h	Q
	r	Q	h	z	z	h	Q
3	Задача 2				z	h	Q
	r	Q	h	z	z	h	Q
	r	Q	h	z	z	h	Q
4	Задача 3				z	h	Q
	r	Q	h	z	z	h	Q
	r	Q	h	z	z	h	Q
5	Задача 4				z	h	Q
	r	Q	h	z	z	h	Q
	r	Q	h	z	z	h	Q
6	Задача 5				z	h	Q
	r	Q	h	z	z	h	Q
	r	Q	h	z	z	h	Q

Глава II

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ МЕТОДИКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

§ II-1. ПРОФИЛИ ЗАКАЧКИ И ИЗЛИВА ПРИ СТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВА- ЖИН

В многопластовом продуктивном горизонте типа Д₁ Ромашкинского нефтяного месторождения, где перфорацией вскрыто одновременно несколько нефтенасыщенных слоев или пропластков, вертикальные профили закачки или притока служат основным критерием участия пластов в разработке.

А. Дифференцирование дебита по вертикали продуктивного горизонта

В тех случаях, когда между работающими пропластками имеется неперфорированная перемычка, профиль притока или закачки имеет, как правило, четко выраженное ступенчатое строение и выделение дебита отдельного пропластка не представляет большого труда. На рис. 4 и 5 в качестве примера приведены данные по скв. 9386 (закачка) и 19 (приток нефти), из которых можно сделать однозначные заключения об эффективности вскрытия пластов и индивидуальном дебите каждого интервала. Метрологическая надежность выделения работающего участка на профиле зависит от плотности экспериментально измеренных точек по высоте продуктивного горизонта. Опыт многолетних наблюдений и анализа многих сотен профилей показывает, что наибольшей статистической значимостью обладают точки, снятые между перфорированными интервалами обсадной колонны в районе перемычек, а также участок профиля, снятый выше зоны притока или расхода. Чем больше точек вне области притока и чем дальше они расположены от него, тем надежнее усреднение и выше точность определения как общего дебита, так и его дифференциации по пластам.

При малых размерах перемычки между пластами резко возрастают ошибки послойного разделения дебита (рис. 9). Увеличивается при этом и вероятность нарушения заколонной герметизации и возникновения перетоков между пластами вне сечения обсадной колонны, что ускользает от измерений дебитомером-расходомером. Для анализа таких интервалов требуются комплексные исследования с

привлечением, например, температурного профиля.

Еще большие трудности возникают при послойном разделении суммарного дебита в зоне слияния нескольких пластов с единым интервалом перфорации. Для Ромашкинского месторождения такое слияние 2 — 3-х пластов не редкость. Скв. 503 («б + в + г») и 1069 («в + г») на экспериментальном участке КГУ и др. Формальное разделение дебита по вертикали, согласно предполагаемой удельной мощности пластов, может привести к заметным ошибкам, так как предполагает экстраполяцию коротажных геофизических данных с призабойной зоны на весь пласт. Некоторыми направляющими ориентирами могут служить в этом случае разная степень наклона участков на профиле или наличие разделяющих интервалов с нулевым притоком. Однако однозначность такого разделения только по одному профилю без привлечения других данных всегда будет сомнительной. В спорных случаях необходимо использовать весь арсенал сведений о пласте по-

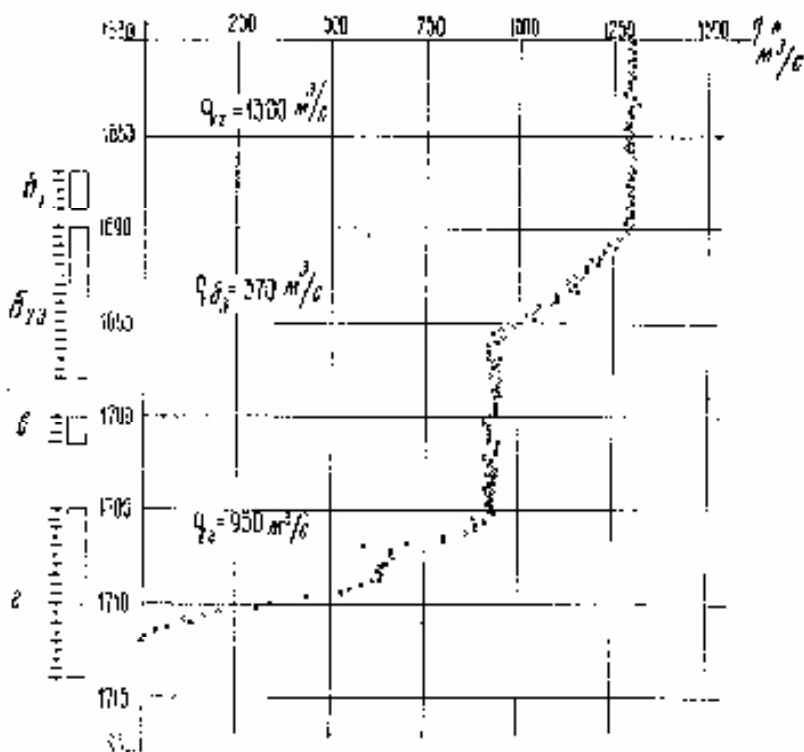


Рис. 4. Профиль закачки в нагнетательной скв. 9386 Ю-Ромашкинской площади. Снят 20.08.67 г. в 5-й колонне при $P_n = 112$ ат. Вскрыты 4 пласта: «б₁», «б₂₃» «в», «г». Из них воду принимают только два: «б₂₃» и «г».

Для нагнетательных скважин, например, дополнительная информация может быть извлечена из совместного рассмотрения профилей закачки и притока. Разность в пластовых давлениях, если она есть у пропластков, даст разную интенсивность закачки и излива, и следовательно, разные наклоны участков профилей против одних и тех же интервалов. Особенно важно это при слиянии пластов в единый монолит. На рис. 6 приведены два профиля для скв. 8985 Абдрахмановской площади, у которой по данным каротажа слиты пласты «а», «б₁», «б₂₃», «в» и «г». Только пласт «д» отделен перемычкой. Профиль закачки в стационарном режиме показывает совершенно однозначно, что воду принимает только интервал против лучшего на этом участке пласта «в». Наоборот при самоизливе скважины работает перфорированная мощность в 31,5 м. Можно даже выделить отдельные пропластки и оценить их дебиты. Возможны другие варианты анализа о которых будет говориться ниже.

Б. Определение эффективной мощности работающего интервала

Другая информация, которую непосредственно можно извлечь из профиля притока или расхода, - это величина эффективно работающей мощности пластов. На практике возможны 3 случая

$$h \leq h_{\text{перф}}$$

Если экспериментально зафиксированная величина интервала притока больше, чем перфорированная мощность пласта и искажения в измерениях исключены, то возможна ошибка в положении перфоратора при простреле колонны, либо имеются иные нарушения в целостности обсадных труб. Наиболее часто на практике встречаются случаи притока через негерметичный цементный мост в зумпфе скважины.

Наиболее прост в интерпретации вариант, когда измеренная и перфорированная мощности пласта равны. Если при этом вскрыт весь пласт, выделенный по данным стандартного каротажа и БКЗ, то можно сделать заключение, что в районе призабойной зоны пласт освоен и работает по всей своей мощности.

Распространить это заключение на всю площадь данного пласта в бассейне дренирования данной скважины без привлечения дополнительных измерений нет никаких оснований.

Чаще других в скважинах встречаются профили, у которых приток или расход сосредоточен только против части общего перфорированного интервала. Сюда относятся и некачественная перфорация, и ошибки в определении реальной мощности пласта по каротажным данным. Наряду с этим могут быть и причины, связанные с особенностями эксплуатации.

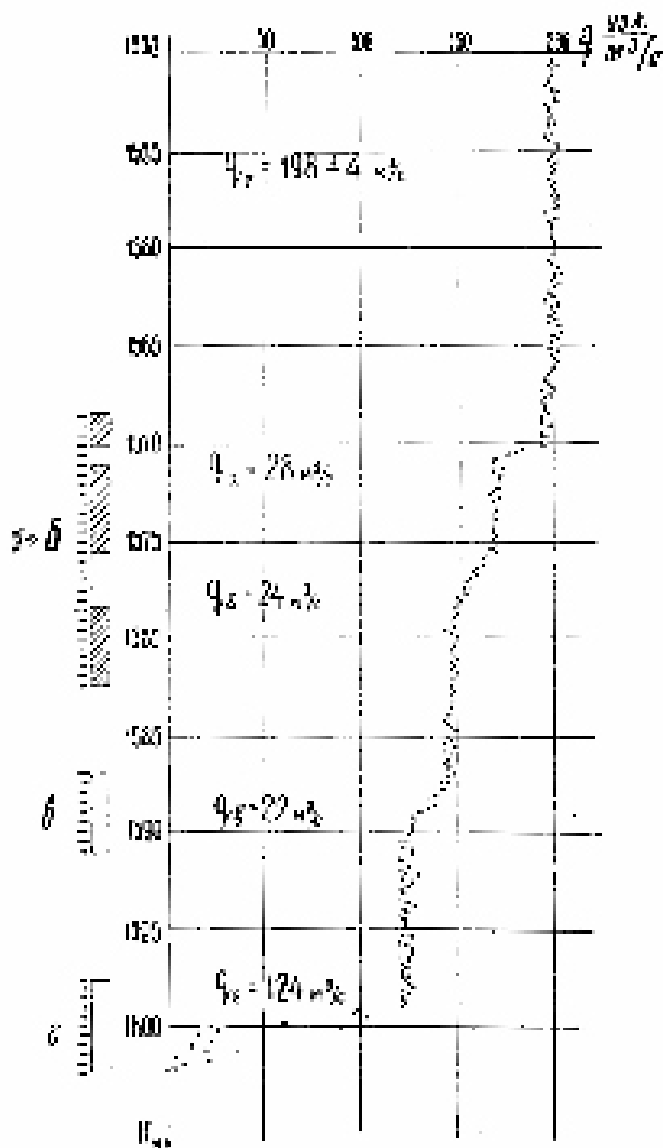


Рис. 5. Профиль притока в эксплуатационной скв. 19 Абдрахмановской площади от 30.07.65 г $P_0 = 7$ ат. Вскрыты пласты «а + б», «в» и «г». Все отдают нефть. Однозначно можно определить по отдельности дебиты пластов «а» и «б», несмотря на единый интервал перфораций для них.

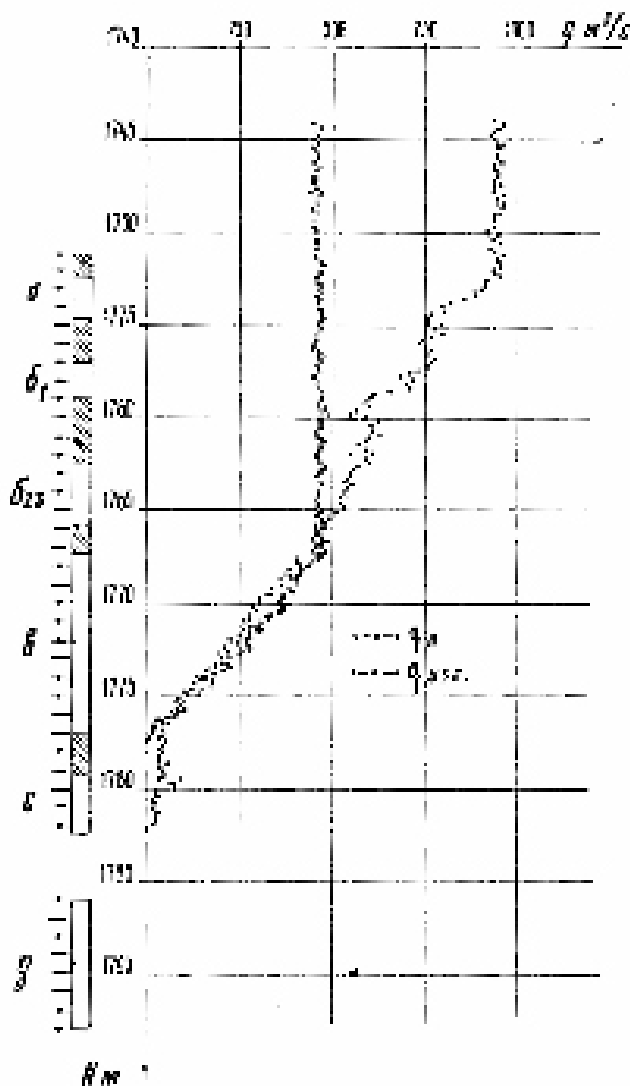


Рис. 6. Профили закачки и излива нагнетательной скв. 8985 Абдрахмановской площади от 14.08.70 г. $P_n = 115$ ат. Излив без противодействия, т.е. при $P_0 = 0$. В скважине вскрыто слияние почти всех пластов горизонта Д₇. Слева на прямоугольнике, символизирующем пласт, заштрихованы интервалы с отсутствием притока при самоизливе. Хорошо видна дифференциация монолита. Слияние пластов только кажущееся.

Как известно, при пулевой и коммулятивной перфорации, т.е. дискретном вскрытии пласта (на Ромашкинском месторождении наиболее употребительно вскрытие с плотностью 20 отверстий на 1 погонный метр с шагом в 20 см по вертикали), расход или приток в скважине по вертикали складывается из отдельных струй под разными углами к оси скважины¹.

При нагнетании жидкости в пласт через эти отверстия поток внутри ствола обсадной колонны равномерный и достаточно спокойный практически при любых дебитах закачки. Пласт как бы забирает из ствола часть жидкости через каждое отверстие, не нарушая общего характера течения по обсадной колонне. Если нарушен цементный камень за колонной, или он отсутствует полностью, то профиль закачки смещается несколько вверх по отношению к поглощающим зонам пласта. Смещение редко превышает величину, близкую к диаметру скважины по долоту, т.е. 30 — 40 см. Кстати, это позволяет почти однозначно интерпретировать профили в скважинах, где спущен незацементированный фильтр или вообще имеется открытый забой.

Совершенно иная картина у притока. Жидкость поступает в ствол скважины отдельными струями с диаметром, равным величине отверстий перфораций, и создает в рабочем интервале скважины резко неравномерное, струйное (вихревое) течение. Возможно образование зон с резко повышенными скоростями потока и, наоборот, с нулевыми или даже отрицательными направлениями скорости движения жидкости. На рис. 7 дана схема движения жидкости в колонне от одной струи, втекающей под большим давлением через отверстие перфорации. Удар ее о противоположную стенку порождает вихревое движение. Беспакерные измерители скорости потока с сечением в 5 — 10 раз меньшим, чем у обсадной колонны, могут реагировать на эти отдельные струи.

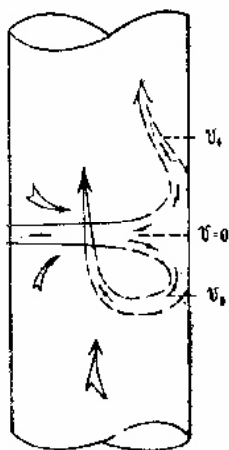


Рис. 7. Схема движения жидкости в отдельной струе, втекающей в обсадную колонну через отверстие перфорации.

¹ При пескостройном целевом вскрытии условия несколько иные, но они пока

Сильный односторонний поток через скошенные отверстия создает винтовое движение в стволе скважины, которое может проследиваться иногда на десятки метров выше фактической зоны притока. Нецентрированный измеритель скорости движется, как правило, не по центру колонны, а скользит по ее внутренней поверхности. Пересекая винтовую струю, он будет фиксировать ее как синусоидальное течение с переменной амплитудой. Типичный пример такого рода дан на рис. 8 для профиля притока в скв. 3258. Установившееся движение в колонне фиксируется в этой скважине лишь на расстоянии более 10 м от верхней кромки пласта. Такая обстановка в стволе скважины приводит к заметному разбросу измеренных значений дебита, а иногда и затрудняет определение величины эффективно работающей мощности пласта (рис. 9).

На профилях излива нижняя граница, как правило, бывает более четкой, чем верхняя, если только дебитомер обладает достаточной чувствительностью. За счет сил сцепления прибора и кабеля с потоком при изливе натяжение кабеля меньше, чем при закачке, и при одинаковых показаниях мерного ролика на поверхности профиль притока может быть смещен вниз на 20 — 60 см по отношению к профилю закачки. Эту особенность также необходимо учитывать при сопоставлении профилей.

В самом начале шестидесятых годов, когда дебитомеры делали свои первые шаги, была подмечена зависимость величины эффективно работающей мощности многослойного неоднородного продуктивного горизонта от перепада давления [6, 15, 16] и др. В качестве возможной причины этого явления предполагалось наличие неньютоновских свойств у пластовых жидкостей. Движение таких жидкостей в пласте начинается только при градиенте давления, превышающем начальный или пороговый для данной жидкости. Эта гипотеза послужила толчком для исследования особенностей фильтрации вязко-пластических жидкостей в Казанском университете [11, 12, 20 и др.], т.е. сыграла положительную роль, хотя и оказалась неверной, точнее не главной, причиной явления.

Дальнейшие опыты и особенно большой фактический материал, накопленный за прошедшие 10 — 12 лет, показали, что изменение работающей мощности пластов происходит в основном только в процессе переходных режимов и обусловлено, как правило, разностью пластовых давлений в отдельных слоях многопластового продуктивного горизонта. В самом деле, если по каким-то причинам движение в каком-то изолированном слое или пропластке остановилось (замкнутая линза, отсутствие отбора, охлаждение пласта с потерей подвижности нефти, снижение градиента давления в пласте ниже порогового и т.п.), то давление в нем после приема упругого запаса (около 2% объема) поднимается до давления нагнетания и дальнейший прием жидкости прекращается. Естественно, что при этом отключается часть ранее работавшей мощности. Эта уменьшенная мощность и фиксируется обычно в качестве основной при стационарном режиме работы скважины. Хороший пример, подтверждающий это, дан на рис. 6.

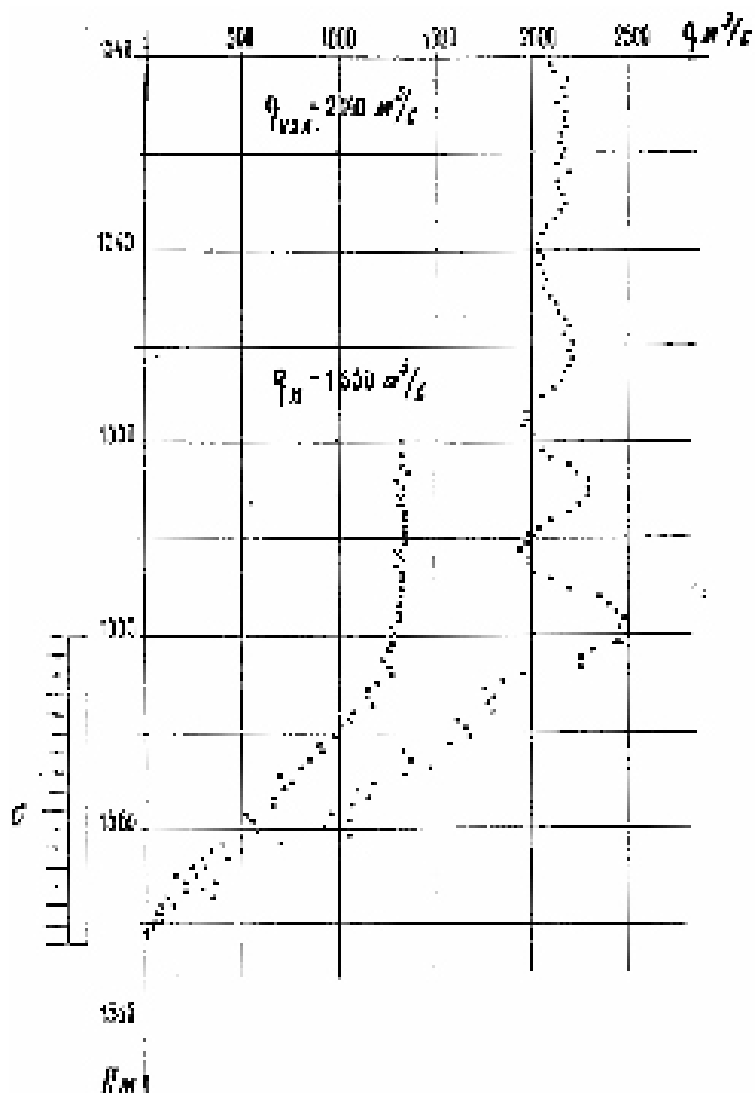


Рис. 8. Профили закачки и излива нагнетательной скв. 3258 Абдрахмановской площади от 17.08.73 г. $P_{\text{н}} = 161$ ат.

Если теперь поднять давление нагнетания, то на некоторое время, в зависимости от упругоэластичности пластов, ранее отключившиеся пласты начнут снова принимать воду до тех пор, пока пластовое давление в них не поднимется

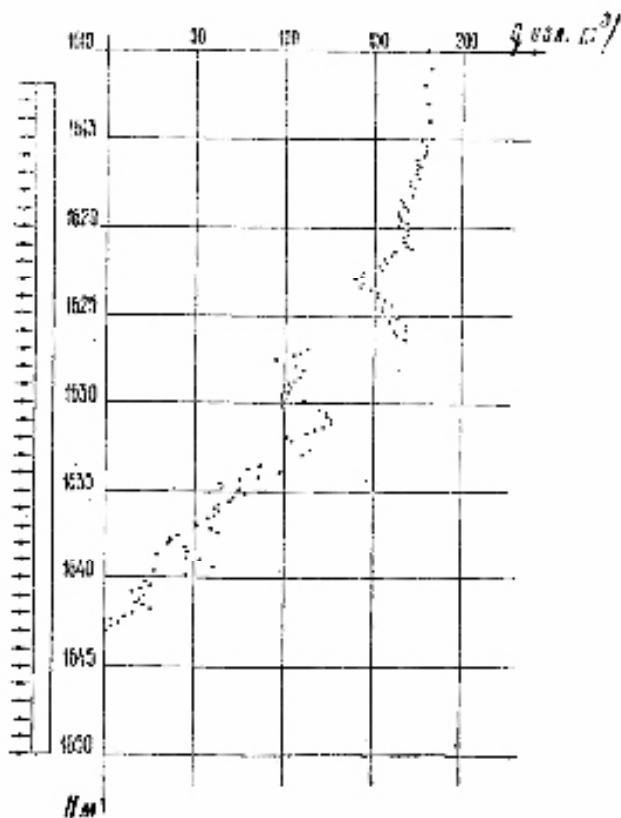


Рис. 9. Профиль притока в нагнетательной скв. 2439 Абдрахмановской площади от 13.08.69 г. Разделение интервалов из-за сильного разброса точек затруднено. Дебит закачки = 10 — 20 м³/с едва прослеживается (два-три оборота турбинки за 50 сек.). $P_n = 147,5$ ат. В скважине девять алевролитовых пропластков, объединенных единым интервалом перфораций.

ния давления нагнетания. Происходящий при этом прирост эффективно работающей мощности пласта и принимается за положительный эффект повышения давления нагнетания.

Возможен и более прозаический случай, когда в одном из слабо проницаемых пластов с ухудшенным отбором динамическое пластовое давление выше, чем в других. На профиле стационарного режима это незаметно, так как пласт, хоть и плохо, но принимает воду. При снижении давления нагнетания ниже, чем величина пластового давления в нем, он перестает принимать воду, и суммарная эффективно работающая мощность слоев уменьшается. При подъеме давления

она может снова увеличиться до первоначальной. Именно такой эффект и был наблюден в скв. 503 в 1960 г. (см. рис. 18 в [15]).

На рис. 10 пунктирной линией дан профиль закачки в скв. 2095 Ю.-Ромашкинской площади, снятый 15.07.67 г. при $P_n = 100$ ат. Воду принимает только один пласт «б₃» из четырех перфорированных в разрезе данной скважины. При пуске скважины на излив начинают отдавать воду все четыре. Сплошными линиями нанесены профили излива, снятые примерно через каждые полтора часа после пуска скважины. Линии схематизированы, так как при таком размере чертежа невозможно разместить на нем более тысячи точек, создающих эти профили. Через 5 — 6 часов на четвертом и пятом профилях видно, что отключается из разработки пласт «в», израсходовав весь свой упругий запас (радиус контура питания для него $r_k \sim 50$ м). На 6 и 7 профилях, снятых через сутки, против него невозможно заметить никаких признаков притока жидкости из пласта. Значительно снижают свои дебиты и пласты «б₁₂» ($r_k \sim 150 — 180$ м) и «г» ($r_k \sim 300$ м). Такая ситуация может наблюдаться при подземном ремонте нагнетательных скважин, которые неизбежно сопровождаются самоизливом.

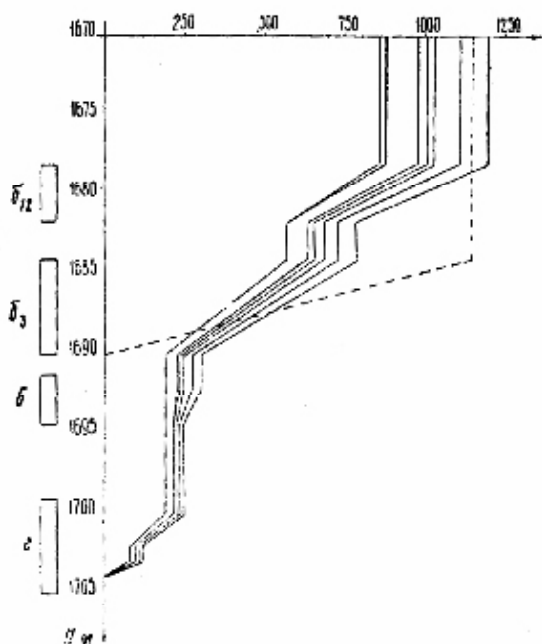


Рис. 10. Серия профилей излива скв. 2095 Ю.-Ромашкинской площади от 15 — 16.07.67 г. Пунктиром дан профиль закачки при $P_n = 100$ ат.

При переводе такой изливающей скважины снова под закачку, воду вначале будут принимать все пласты разреза. Их суммарная мощность для данной скважины будет около 18 м. Однако через некоторое время, определяемое емкостью замкнутых пластов «б₁₂», «в» и «г», они восполнят истраченный запас и отключатся. Эффективно работающая мощность упадет до 6 м. Время отключения может составлять часы (пласт «в»), дни и недели (пласт «б₁₂»), недели и месяцы (пласт «г»).

К сожалению, кажущаяся изменчивость профилей притока и закачки наблюдается и при строго выдержанном стационарном режиме работы скважин, снятых в разное время. При единичных замерах это может показаться важным фактором в разработке, связанным с разной степенью охвата пластов выработкой. Несколько причин ответственны за это явление:

а. Турбулентный, струйный, флюктуирующий характер потока жидкости в перфигрированной призабойной части скважины. Практически невозможно даже одним и тем же дебитометром через минимальные отрезки времени получить одинаковые показания в одних и тех же точках отсчета при повторном замере. Внутри зоны притока еще нет достаточного усреднения общего дебита, наблюдаемого значительно выше интервала притока. Здесь идет интенсивный процесс смещения жидкости, поступающей или уходящей в пласт, с идущей из нижележащих отверстий или из другого пласта с соответствующим случайным разбросом показаний прибора.

б. В процессе эксплуатации постепенно разрушается цементный камень в заколонном пространстве, меняя пути движения жидкости. Меняются со временем и геотермические размеры самих перфораций и поровых каналов в пласте.

в. Наконец, разная величина дебита затрудняет сопоставление профилей, снятых в разное время при разных условиях.

Интересную и порой неожиданную информацию удавалось получать при построении относительных или безразмерных профилей. При их построении используется весь накопленный материал по данной скважине за все годы проведения исследований. Для скважин экспериментального участка за 10 — 12 лет их набралось не менее десяти, а с учетом дополнительных исследований почти вдвое больше. В III главе они приведены для некоторых скважин участка. По горизонтали на таком рисунке отложены приведенные к долям единицы, т.е. нормированные дебиты данной скважины

$$q = \frac{q_i}{q_{\Sigma}} \quad (\text{II-}$$

2)

где q_i — текущее значение дебита на данной глубине H , а q_{Σ} — полный суммарный дебит скважины.

Оказалось, что, несмотря на кажущуюся неповторимость каждого отдельного профиля, в безразмерном виде они, как правило, совпадают между собой, отражая удивительную устойчивость функции расхода и притока для данной скважины в течение всего периода эксплуатации. Более того, как видно из рис. 11, для профиля закачки скв. 1069 в его верхней части, благодаря большой статистике, выявились 2 индивидуальные зоны поглощения, совершенно незаметные по отдельным профилям.

На базе безразмерных профилей для многих скважин, т.е. там, где они оказались постоянными в пределах ошибок дебитометров-расходомеров, удалось установить однозначное распределение суммарного дебита по пластам. Это отношение расходов по слоям становится, таким образом, фильтрационной константой для данной скважины и может быть использовано в различных расчетах для тех времен, когда измерений не производилось. Однако этот вывод нельзя абсолютизировать и переносить на другие скважины, где нет экспериментальных данных, подтверждающих такое постоянство вертикальной функции притока.

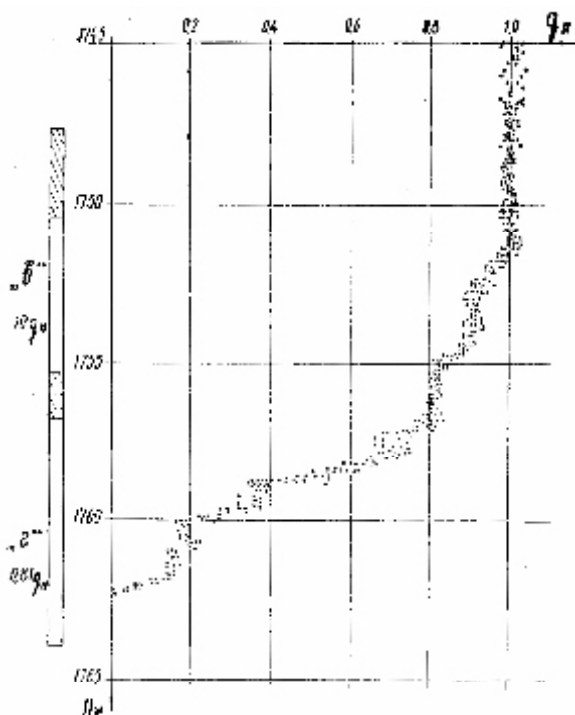


Рис. 11. Обобщенный профиль закачки воды в скв. 1069.

Анализ безразмерных профилей показывает, что и их эффективно работающая мощность пластов часто не совпадает ни с перфорированной, ни с каротажной. Как уже говорилось, для отдельных профилей, также как и для безразмерных, это не дает никакого права распространять размер этой мощности на весь бассейн влияния данной скважины.

В практике промысловых измерений встречаются случаи, когда дебитометром-расходометром по тем или иным причинам не удастся снять профили закачки или излива, либо и то, и другое. В качестве примера можно привести скв. 2092 Ю-Ромашкинской площади, которая в течение шестидесятих годов практически не работала, так как ствол и забой ее были плотно забиты стойкой водонефтяной эмульсией, образовавшейся после всевозможных обработок пластов для оживления их деятельности. Некоторые сведения о работающих интервалах ее четырех пропластков удалось получить с помощью температурного профиля,

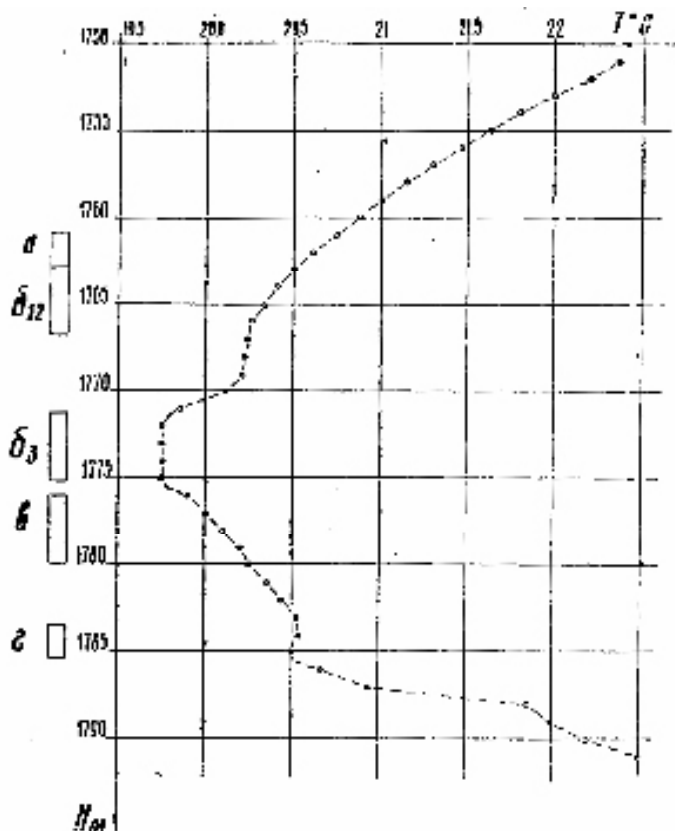


Рис. 12. Температурный профиль простаивающей нагнетательной скв. 2092 Ю.-Ромашкинской площади.

В отличие от других термодинамических параметров — давления и объема-дебита — температура, будучи дифференциальным параметром по мощности, хранит еще и историю эксплуатации на геотерме против работающих пластов [17]. Отклонение температуры от начальной геотермической в сторону более низких значений наблюдается в течение многих лет, даже после закачки очень небольших объемов холодных поверхностных вод.

На рис. 12 видно, что воду принимал в основном пласт «б₃» и частично нижний пласт «г». 2 других пласта участия в разработке не принимали. Нужно сказать, что размер температурной аномалии со временем расширяется за счет теплопроводности пород, и локализация поглощающего интервала затрудняется.

В. Определение коэффициента продуктивности скважины и пластового давления

Методика получения и обработки индикаторных кривых в скважинах и определение по ней коэффициента продуктивности скважины и пластовых давлений хорошо известна и описана в десятках монографий и инструкций. К сожалению приближенный характер использования ее связан с различием в величине радиуса контура питания при разных депрессиях в условиях сложной интерференции целого ряда нагнетательных и эксплуатационных скважин. На практике идеализированного постоянного радиуса контура питания, принятого в математических моделях, не существует.

Предложенная в работах [15 и 16] методика нахождения этих фильтрационных параметров из совместного решения уравнений притока и расхода в стационарных режимах, так же не выдержала испытания временем. На практике оказалось что коэффициенты продуктивности нагнетательных скважин различны при нагнетании и при самоизливе

$$(II-3) \quad K_u > K_n.$$

В следующем параграфе будет описан способ более точного определения коэффициента продуктивности и текущего пластового давления при помощи КПД. Там же будет доказано и неравенство (II-3).

На основании большого опыта изучения профилей закачки и притока, а также приведенных выше фактов и материалов последующих глав и параграфов можно сделать несколько выводов и рекомендаций:

1 Наиболее надежной характеристикой работы призабойной зоны скважин является ее статистически обработанный безразмерный профиль закачки или

II. Величина эффективно работающей мощности пластов не зависит в первом приближении от давления нагнетания, если последнее остается меньше, чем давление гидроразрыва.

III. Измеренная величина $h_{\text{эфф.}}$, как правило, не равна средней величине работающей мощности пласта в бассейне влияния данной скважины. Для ее определения нужен больший объем информации, т.е. привлечение данных, полученных на нестационарных, переходных режимах.

IV. Методика определения коэффициента продуктивности скважин и пластового давления по индикаторной кривой является приближенной. Она допускает только оценку порядка величины искомого параметра.

V. Коэффициенты продуктивности скважины при притоке и при нагнетании не равны между собой.

§ II-2. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ КАК ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ О ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРАХ ПЛАСТА

Из самых общих методологических соображений следует, что переходные режимы по сравнению со стационарными содержат большее количество сведений об изучаемой системе. Для получения экспериментальных КВД и КПД в нагнетательных скважинах нужны минимальные условия:

а) устье скважины должно быть оборудовано герметичными задвижками как на подводящих водоводах, так и на буфере скважины и на ее выходе;

б) обязанность устья скважины должна допускать установку лубрикатора и иметь выход для пуска скважины на самоизлив с минимальным, желательно нулевым, противодавлением;

в) при наличии НКТ в скважине башмак их должен быть приподнят на 5 — 10 м выше кровли продуктивного горизонта и оборудован воронкой для свободного выхода прибора в призабойную зону;

г) забой скважины должен быть чистым и допускать свободное движение прибора от кровли до подошвы продуктивного горизонта;

д) скважина должна быть прошаблонирована и т.п.

Для простейшей, однопластовой системы измерения проводятся примерно в такой последовательности:

1°. За 3 — 5 дней до исследований пуском скважины на самоизлив проводится очистка ее призабойной зоны от шлама. Последующие дни она должна работать или простаивать без изменения режима.

2°. Монтаж лубрикатора и ввод прибора в скважину должны проводиться по возможности без нарушения установившегося режима.

3°. Фиксируется давление на буфере скважины и на забое. Затем проводится поинтервальный замер профиля закачки, если скважина работает в режиме нагнетания или профиль самоизлива также в установившемся режиме. После замера профиля прибор поднимается над зоной поглощения и устанавливается на 5 — 10 м выше кровли пласта. Производится отсчет контрольных показаний q_n или q_u и $P_{\text{заб}}$.

4°. В скважине, манипулируя задвижками, меняется режим. Этот момент принимается за $t = 0$ при отсчете показаний КПД и КВД.

5°. Ведется отсчет показаний дебитомера или расходомера. Отсчеты берутся в первые 60 мин излива через каждые 30 сек. В дальнейшем — через 1 — 2 мин. Показания глубинного манометра фиксируются через 1 мин в течение первого часа излива и через 2 — 5 — 10 мин в последующие моменты времени.

6°. В интервале от 240 до 300 мин снимается профиль данного режима. Это будет не всегда полностью установившийся стационарный режим. Важно в данном случае то, что как для данной скважины, так и для других при всех замерах профиль снимается всегда между 240-й и 300-й минутами после смены

7°. После измерения профиля прибор поднимается в первоначальное положение над кровлей пласта и снова берется несколько отсчетов дебита и давления вплоть до 300-й минуты.

8°. Скважина закрывается и при подъеме в неподвижном столбе жидкости над забоем калибруются показания дебитомера-расходомера.

Длительность КПД и КВД в 300 мин или 18000 сек выбрана, конечно, произвольно. Два обстоятельства повлияли на этот выбор. Во-первых, возможность проведения полного цикла измерений для одной скважины в течение одной 8-часовой рабочей смены. Во-вторых, как показали результаты измерений, при средней пьезопроводности пластов Ромашкинского месторождения около 10^{-4} см²/сек, радиус контура питания за это время уходит

$$r_k = r_c + \sqrt{p \cdot x \cdot t} \approx \sqrt{3.4 \cdot 10^{-4} \cdot 18000} \approx 23800 \text{ м} \sim 238 \text{ м}$$

т.е. на величину, равную примерно половине расстояния между нагнетательными скважинами. Поэтому измерения охватывают весь круговой бассейн влияния скважины. Если требовали условия решения какой-то специальной задачи, то длительность съема кривой была и большей.

Абдрахмановской площади, снятая 17.07.73 г. Начальное давление на буфере $P_0 = 77,5$ ат, т.е. $P_{\text{пл}} = 233,5$ ат. На этом же рисунке дана и кривая изменения забойного давления в процессе замера. В этой скважине в свое время для специ-

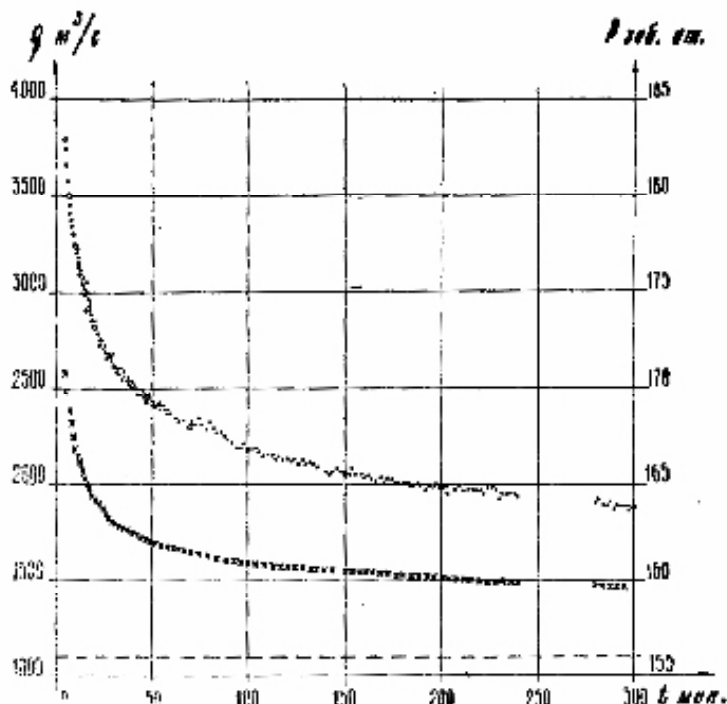


Рис. 13. Кривая падения дебита (КПД) и забойного давления для скв. 3258 Абдрахмановской площади от 25.07.73 г. До пуска скважина простаивала с $P_0 = 77,5$ ат. Светлыми точками отмечены опорные значения, полученные после графического усреднения для выбранных моментов времени

ального эксперимента были залиты цементом все нижние пласты горизонта D_1 и оставлен только один верхний пласт «а». Его геофизические параметры: $h_0 = 740$ см, $m_0 = 0,179$, $k_0 = 0,48/0,34$ д и т.д. (в числителе — по методике Долиной, в знаменателе — по методике ТамНИПИ).

Число экспериментальных точек измерения дебита на КПД (рис. 13) слишком велико, чтобы по каждой из них вести расчет согласно методике, изложенной в § I-3. Поэтому во всех дальнейших расчетах, принятых в настоящей работе, вначале производится графическое усреднение экспериментальной кривой и в дальнейшем берутся только некоторые опорные точки. В первой графе таблицы 5 приведен принятый набор значений времени для опорных точек. Такой выбор при минимальных затратах труда на обсчет дает достаточно хорошее представление о ходе всей кривой и равномерную расстановку точек на преобразованном графике КПД в полупологарифмических координатах (рис. 14). Однако переход для обсчета к ограниченному числу точек на КПД совсем не означает, что можно сократить и общее число точек во время экспериментальных измерений на

скважине. Ход КПД должен быть известен с предельно возможной точностью и полнотой. Графическое усреднение — это первый этап обработки, позволяющий избавиться от некоторого случайного разброса точек вокруг средней величины. И чем больше их снято, тем надежнее определено среднее наиболее достоверное значение. Кроме того, при обнаружении неоднородности на преобразованном графике всегда можно вернуться к исходным данным и специально, более детально, рассмотреть участок кривой, породивший неоднородность. За исключением этой методической главы из экспериментальных результатов будут приводиться лишь итоговые данные о получаемых параметрах.

Во второй графе таблицы 5 указано время в секундах для выбранных точек, а в третьей — десятичный логарифм этого времени, откладываемый по горизонтальной оси преобразованного графика рис. 14. В принципе, все экспериментальные отсчеты нужно вести в секундах. Так сконструированы и электронные часы в пульты управления станции ЭДИПС-КТУ. Однако дебит принято измерять в м³/сут, а время — в сутках, часах или минутах. Поэтому в таблице 5 и др. приходится производить пересчет от измеряемых к расчетным единицам, принятым в теоретических формулах § I-3, т.е. к t в сек и q в см³/сек (графы 2 и 5 таблицы 5). В четвертой колонке таблицы указан дебит в выбранных точках на рис. 13, в шестой — расчетная величина, обратная дебиту, которая откладывается по оси ординат преобразованного графика на рис. 14, согласно выражению (I-17).

В примечаниях к таблице указана глубина H для середины пласта «а», глубина подвески прибора при измерениях, значения буферного и пластового давления и величина дебита до перевода скважины на самоизлив. В данном случае дебит закачки $q_H = 0$.

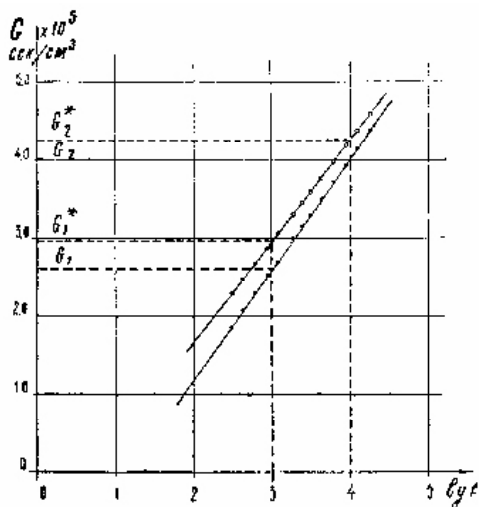


Рис. 14. Преобразованный график КПД в полулогарифмической системе координат для скв. 3258 от 25.07.73 г. Светлые точки — без учета потерь на трение, темные — с учетом потерь на трение.

Первые четыре строчки таблицы 5 остались незаполненными, так как экспериментально не удалось зафиксировать значения дебита в первые 5 мин после пуска скважины на излив. Это связано с громадной величиной дебита для данной скважины в начальные моменты времени, которые достигают значения 6 — 7 тыс. м³/сут по 5-й колонне.

С подобным явлением приходится сталкиваться только в очень высокодебитных скважинах, составляющих не более 3 — 5% от общего фонда. Во всех остальных случаях первые отсчеты берутся уже через 30 сек после начала излива. Есть и другая причина, из-за которой в качестве первого наипростейшего примера использована КПД без начального участка.

Опыт показывает, что как и у КВД, преобразованная КПД даже в однородном пласте имеет отклонение от прямолинейности вблизи начала координат, т.е. при малых временах после начала изменения режима. Связано это, по-видимому, с релаксационными явлениями в пласте. Вопрос находится в стадии детального изучения и выходит за рамки настоящей книги.

К данным таблицы 5 относится верхняя прямая рис. 14 со светлыми точками. Методика определения фильтрационных параметров из преобразованного графика состоит в том, что в начале находится угловой коэффициент прямой

$$j^* = \frac{G^*(t_2) - G^*(t_1)}{\lg t_2 - \lg t_1} = \frac{4,4 \cdot 10^{-5} - 2,9 \cdot 10^{-5}}{4 - 3} = 1,5 \cdot 10^{-5} \quad (\text{II-5})$$

5)

В качестве значений $\lg t_2$ и $\lg t_1$ удобно брать целочисленные значения так, чтобы их разница была равна единице. Пусть $\lg t_2 = 4$, а $\lg t_1 = 3$, тогда соответствующие им значения: $G^*(t_2) = 4,4 \cdot 10^{-5}$ сек/см³, а $G^*(t_1) = 2,9 \cdot 10^{-5}$ сек/см³.

Значение депрессии DP , входящей в выражение (I-17) и (II-7), приведено в примечании к таблице 5. В данном конкретном случае оно равно буферному давлению до спуска скважины на излив.

В самом деле, при пуске невозмущенной скважины с избыточным давлением

$$\Delta P = P_n - P_{\text{заб}} = rH + P_{\text{б}} - rH = P_{\text{б}}$$

(II-6)

Разрешая выражение (I-17) относительно гидропроводности, получим искомое

$$s_j = \frac{0,183}{j^* \Delta P} = \frac{0,183}{1,5 \cdot 10^{-5} \cdot 7,5} = 1830 \cdot \text{м} / \text{в}$$

Второй искомый комплекс фильтрационных параметров пласта и скважины

Таблица 5

Плост «а» 25.07.73 г. скв.3258

h	1		2		3		4		5		6		7	
	$\frac{h}{m}$	$\frac{h}{m}$	$\frac{h}{m}$	$\frac{h}{m}$	$\lg$	$\frac{h}{m}$	$\frac{h}{m}$	$\frac{h}{m}$	$\frac{h}{m}$	$\frac{h}{m}$	G	$\frac{h}{m}$	Примечание	
					1,									
					08	2,							$M =$	
		1			120	2,							$P_1 =$	
	1	2			180	2,							$P_{11} =$	
	2	3			240	2,							$M_1 =$	
	3	4			300	2,								
	4	5			420	2,								
	5	7			600	2,								
	6	1			900	2,								
	7	0			120	2,								
	8	5			150	2,								
	9	1			240	3,								
	0	0			300	3,								
	1	0			420	3,								
	2	1			600	3,								
	3	0			900	3,								
	4	1			120	3,								
	5	0			150	3,								
	6	0			240	3,								
	7	0			300	3,								
	8	0			420	3,								
	9	0			600	3,								
	0	0			900	3,								
	1	0			120	3,								
	2	0			150	3,								
	3	0			240	3,								
	4	0			300	3,								
	5	0			420	3,								
	6	0			600	3,								
	7	0			900	3,								
	8	0			120	3,								
	9	0			150	3,								
	0	0			240	3,								
	1	0			300	3,								
	2	0			420	3,								
	3	0			600	3,								
	4	0			900	3,								
	5	0			120	3,								
	6	0			150	3,								
	7	0			240	3,								
	8	0			300	3,								
	9	0			420	3,								
	0	0			600	3,								
	1	0			900	3,								
	2	0			120	3,								
	3	0			150	3,								
	4	0			240	3,								
	5	0			300	3,								
	6	0			420	3,								
	7	0			600	3,								
	8	0			900	3,								
	9	0			120	3,								
	0	0			150	3,								
	1	0			240	3,								
	2	0			300	3,								
	3	0			420	3,								
	4	0			600	3,								
	5	0			900	3,								
	6	0			120	3,								
	7	0			150	3,								
	8	0			240	3,								
	9	0			300	3,								
	0	0			420	3,								
	1	0			600	3,								
	2	0			900	3,								
	3	0			120	3,								
	4	0			150	3,								
	5	0			240	3,								
	6	0			300	3,								
	7	0			420	3,								
	8	0			600	3,								
	9	0			900	3,								
	0	0			120	3,								
	1	0			150	3,								
	2	0			240	3,								
	3	0			300	3,								
	4	0			420	3,								
	5	0			600	3,								
	6	0			900	3,								
	7	0			120	3,								
	8	0			150	3,								
	9	0			240	3,								
	0	0			300	3,								
	1	0			420	3,								
	2	0			600	3,								
	3	0			900	3,								
	4	0			120	3,								
	5	0			150	3,								
	6	0			240	3,								
	7	0			300	3,								
	8	0			420	3,								
	9	0			600	3,								
	0	0			900	3,								
	1	0			120	3,								
	2	0			150	3,								
	3	0			240	3,								
	4	0			300	3,								
	5	0			420	3,								
	6	0			600	3,								
	7	0			900	3,								
	8	0			120	3,								
	9	0			150	3,								
	0	0			240	3,								
	1	0			300	3,								
	2	0			420	3,								
	3	0			600	3,								
	4	0			900	3,								
	5	0			120	3,								
	6	0			150	3,								
	7	0			240	3,								
	8	0			300	3,								
	9	0			420	3,								
	0	0			600	3,								
	1	0			900	3,								
	2	0			120	3,								
	3	0			150	3,								
	4	0			240	3,								
	5	0			300	3,								
	6	0			420	3,								
	7	0			600	3,								
	8	0			900	3,								
	9	0			120	3,								
	0	0			150	3,								
	1	0			240	3,								
	2	0			300	3,								
	3	0			420	3,								
	4	0			600	3,								
	5	0			900	3,								
	6	0			120	3,								
	7	0			150	3,								
	8	0			240	3,								
	9	0			300	3,								
	0	0			420	3,								
	1	0			600	3,								
	2	0			900	3,								
	3	0			120	3,								
	4	0			150	3,								
	5	0			240	3,								
	6	0			300	3,								
	7	0			420	3,								
	8	0			600	3,								
	9	0			900	3,								
	0	0			120	3,								
	1	0			150	3,								
	2	0			240	3,								
	3	0			300	3,								
	4	0			420	3,								
	5	0			600	3,								
	6	0			900	3,								
	7	0			120	3,								
	8	0			150	3,								
	9	0			240	3,								
	0	0			300	3,								
	1	0			420	3,								
	2	0			600	3,								
	3	0			900	3,								
	4	0			120	3,								
	5	0			150	3,								
	6	0			240	3,								
	7	0			300	3,								
	8	0			420	3,								
	9	0			600	3,								
	0	0			900	3,								
	1	0			120	3,								
	2	0			150	3,								

полученные при переменном забойном давлении. В реальных условиях изменение дебита скважины всегда сопровождается изменением потерь напора потока на трение в стволе скважины. Это приводит к тому, что без специальной регулирующей аппаратуры невозможно в принципе получить КПД при $\Delta P = \text{const}$. Автоматическое поддержание $\Delta P = \text{const}$ путем датчиков и специальных устройств регулирования дебита — задача неблагодарная и сложная. Пренебречь потерями на трение тоже нельзя из-за резкого снижения точности замеров. Поэтому практически оказалось легче ввести соответствующие поправки в саму КПД с тем, чтобы привести ее к заданным условиям постоянства депрессии.

На рис. 13 крестиками нанесена кривая изменения забойного давления в процессе снятия КПД. Отклонения, как видно, достигают 20% от величины ΔP , принятой в расчетах выражения (II-7), а в начальные моменты отклонения могут быть и еще большими.

Зная истинную величину депрессии в любой момент времени, нетрудно найти соответствующие им мгновенные значения коэффициента продуктивности

$$K^*(t) = \frac{q(t)}{\Delta P(t)}$$

(II-9)

В таблице 6 в графах 2 и 3 даны взятые с рис. 13 значения текущего забойного давления в процессе съема КПД и потери напора на трение, вычисленные для глубины $H = 1560$ м, соответствующей центральной части перфорированного

$$\Delta P_{\text{тр}} = P_{\text{заб}}(t)$$

(II-10)

где P_0 равно весу гидростатического столба пресной воды в скважине для заданной глубины $H = 1560$ м.

В четвертой графе приведены значения продуктивности скважин, вычисленные согласно выражению

где под ΔP по-прежнему принимается величина (II-6), равная в данном случае $P_0 = 77,5$ ат.

Определение текущего коэффициента продуктивности (II-11) облегчает вычисление поправок к дебиту. В пятой графе приведены величины дебита, недостающего в снятой КПД из-за наличия потерь на трение. Они получены перемножением потерянному за счет трения перепада давления (графа 3 таблицы 6) на величину продуктивности в соответствующий момент времени (графа 4

$$\Delta q_p = K(t) \Delta P_p(t)$$

(III-12)

Таблица 6

Плост «а» 25.07.73 г. скв.3258

№ сква	1	2	3	4	5	6	7	8
	$\lg t$	$P_{\text{изл}} \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}$	$\Delta P_p \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}$	$K(t) \frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{кг}/\text{см}^2}$	$\Delta q_p \frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{м}^2}$	$q + q_p \frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{м}^2}$	$G = \frac{1}{q + q_p} \frac{1}{\text{см}^2 \cdot \text{м}^3}$	Примечания
1	1,78							$P_{\text{изл}} = 15,0 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}$ $K = 1350 \frac{\text{м}^3}{\text{см}^2 \cdot \text{с}}$ $P_{\text{изл}} = 77,5 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}$
2	2,08							
3	2,24							
4	2,38							
5	2,48	170,8	14,8	40,5	895	4485	1,85	
6	2,67	168,6	12,6	34,0	680	4180	2,04	
7	2,78	166,8	10,8	28,5	325	3745	2,29	
8	2,95	165,3	9,3	24,0	405	3405	2,35	
9	3,08	164,2	8,2	20,5	335	3155	2,74	
10	3,24	163,0	7,2	17,2	270	2880	3,00	
11	3,38	162,5	6,5	15,4	230	2740	3,15	
12	3,48	162,0	6,0	14,0	205	2625	3,29	
13	3,62	161,45	5,45	12,0	175	2475	3,49	
14	3,78	160,9	4,9	10,0	145	2325	3,71	
15	3,95	160,45	4,45	8,4	125	2195	3,94	
16	4,08	160,1	4,1	7,0	110	2095	4,12	
17	4,24	159,7	3,7	5,5	95	1975	4,37	

В графе 6 приведена сумма дебита и поправка к нему. Затем находится новое значение обратной величины дебита G (графа 7). По этим данным на рис. 14 построена другая линия — темными точками, соответствующая преобразованному графику КПД с учетом потерь на трение и отвечающая строго постоянной депрессии на пласт. Из ее обработки следует, что новые истинные значения

$$G(t_2) = 4,0 \cdot 10^{-5} \text{сек}/\text{м}^3, G(t_1) = 2,8 \cdot 10^{-5} \text{сек}/\text{м}^3 \quad (\text{II-})$$

откуда угловой коэффициент

$$j = 1,4 \cdot 10^{-5} \quad (\text{II-})$$

и искомые значения гидропроводности

$$s = \frac{0,183}{1,4 \cdot 10^{-5} \cdot 7,5} = 1690 \cdot \text{м} / \text{м}$$

и комплекса

$$\lg \frac{p \cdot x}{r_c^2} = -1.5$$

Как видно, они значительно отличаются от ранее полученных данных (II-7) и (II-8) в сторону более низких значений фильтрационных параметров.

Влияние потерь напора на трение при экспериментальных измерениях на искомые фильтрационные параметры тем больше, чем выше продуктивность скважины, больше ее глубина и меньше диаметр труб. Их роль растет с уменьшением депрессии на пласт. При измерениях параметров скважин месторождений термальных вод, где депрессии исчисляются иногда долями атмосферы, а дебит достигает многих тысяч кубометров в сутки, потери на трение могут превышать депрессию в десятки раз и не учитывать их — значит получать заведомо неверные данные о пласте.

Эти замечания справедливы не только для КПД, но и широко распространенного метода получения КВД. При закрытии скважин для снятия КВД, в первый момент времени при остановке потока, депрессия на забое мгновенно увеличивается на величину потерь на трение при его движении. Это приводит к тому, что вначале, несмотря на закрытие скважины на устье, будет продолжаться приток на забой не только из-за инерции потока и сжимаемости содержимого ствола скважины, но и за счет возросшей вначале величины депрессии на пласт.

Для КВД, так же как и КПД, должны вноситься поправки в измеренную кривую за счет потерь на трение. Величина их также зависит от глубины и диаметра скважины, от дебита и депрессии до остановки скважины.

Граничные условия ПИ, когда КПД снимается после пуска длительно простаивавшей скважины, являются наиболее простыми, но, как говорилось в главе I, не единственными. На практике нагнетательные скважины, как правило, не простаивают, а работают в стационарном режиме закачки жидкости в пласт. Их дебит закачки q_n постоянен при постоянном давлении P_n на головке скважины, развиваемом насосами на КНС. Останавливать такую скважину на выстойку перед измерениями не целесообразно. Гораздо проще, быстрее и с меньшей потерей в закачке воды в пласт измерять кривую переходного режима нагнетания. Как видно, они значительно отличаются от ранее полученных данных (II-7) и (II-8) в сторону более низких значений фильтрационных параметров.

Влияние потерь напора на трение при экспериментальных измерениях на искомые фильтрационные параметры тем больше, чем выше продуктивность скважины, больше ее глубина и меньше диаметр труб. Их роль растет с уменьшением депрессии на пласт. При измерениях параметров скважин месторождений термальных вод, где депрессии исчисляются иногда долями атмосферы, а дебит

достигает многих тысяч кубометров в сутки, потери на трение могут превышать депрессию в десятки раз и не учитывать их — значит получать заведомо неверные данные о пласте.

Эти замечания справедливы не только для КПД, но и широко распространенного метода получения КВД. При закрытии скважин для снятия КВД, в первый момент времени при остановке потока, депрессия на забое мгновенно увеличивается на величину потерь на трение при его движении. Это приводит к тому, что вначале, несмотря на закрытие скважины на устье, будет продолжаться приток на забой не только из-за инерции потока и сжимаемости содержимого ствола скважины, но и за счет возросшей вначале величины депрессии на пласт.

Для КВД, так же как и КПД, должны вноситься поправки в измеренную кривую за счет потерь на трение. Величина их также зависит от глубины и диаметра скважины, от дебита и депрессии до остановки скважины.

Граничные условия ПИ, когда КПД снимается после пуска длительно простаивавшей скважины, являются наиболее простыми, но, как говорилось в главе I, не единственными. На практике нагнетательные скважины, как правило, не простаивают, а работают в стационарном режиме закачки жидкости в пласт. Их дебит закачки q_n постоянен при постоянном давлении P_n на головке скважины, развиваемом насосами на КНС. Останавливать такую скважину на выстойку перед измерениями не целесообразно. Гораздо проще, быстрее и с меньшей потерей в закачке воды в пласт измерять кривую переходного режима нагнетание — излив (НИ) Как видно, они значительно отличаются от ранее полученных данных (П-7) и (П-8) в сторону более низких значений фильтрационных параметров.

Влияние потерь напора на трение при экспериментальных измерениях на искомые фильтрационные параметры тем больше, чем выше продуктивность скважины, больше ее глубина и меньше диаметр труб. Их роль растет с уменьшением депрессии на пласт. При измерениях параметров скважин месторождений термальных вод, где депрессии исчисляются иногда долями атмосферы, а дебит достигает многих тысяч кубометров в сутки, потери на трение могут превышать депрессию в десятки раз и не учитывать их — значит получать заведомо неверные данные о пласте.

Эти замечания справедливы не только для КПД, но и широко распространенного метода получения КВД. При закрытии скважин для снятия КВД, в первый момент времени при остановке потока, депрессия на забое мгновенно увеличивается на величину потерь на трение при его движении. Это приводит к тому, что вначале, несмотря на закрытие скважины на устье, будет продолжаться приток на забой не только из-за инерции потока и сжимаемости содержимого ствола скважины, но и за счет возросшей вначале величины депрессии на пласт.

Для КВД, так же как и КПД, должны вноситься поправки в измеренную кривую за счет потерь на трение. Величина их также зависит от глубины и

диаметра скважины, от дебита и депрессии до остановки скважины.

Граничные условия ПИ, когда КПД снимается после пуска длительно простаивавшей скважины, являются наиболее простыми, но, как говорилось в главе I, не единственными. На практике нагнетательные скважины, как правило, не простаивают, а работают в стационарном режиме закачки жидкости в пласт. Их дебит закачки q_n постоянен при постоянном давлении P_n на головке скважины, развиваемом насосами на КНС. Останавливать такую скважину на выстойку перед измерениями не целесообразно. Гораздо проще, быстрее и с меньшей потерей в закачке воды в пласт измерять кривую переходного режима нагнетание —

$$G = \frac{1}{q(t) + \Delta q_p + q_n}$$

(II-17)

т.е. в каждой опорной точке к значению дебита излива с поправкой на трение необходимо прибавлять постоянное значение дебита нагнетания, зафиксированного до перевода скважины на излив. Соответственно и текущая продуктивность пласта будет находиться из модифицированной формулы (II-9)

$$K(t) = \frac{q(t) + q_n}{\Delta P}$$

(II-18)

а в ΔP учитываются потери на трение не только при изливе $\Delta P_{\text{п}}^n$, но и при нагнетании — $\Delta P_{\text{п}}^n$

$$\Delta P = P_{\text{с}}^n + \Delta P_{\text{п}}^n - \Delta P_{\text{п}}^n$$

(II-19)

При измерении параметров из переходного процесса вида НИ остается неизвестной величина пластового давления. Его можно найти, используя уравнение (I-13), записанное в развернутом виде,

$$q(t_{\kappa}) = K(t_{\kappa}) [P_{\text{п}}(t_{\kappa}) - P_{\text{заб}}]$$

и разрешая его относительно $P_{\text{п}}(t_{\kappa})$

$$P_{\text{п}}(t_{\kappa}) = \frac{q(t_{\kappa}) + K(t_{\kappa})P_{\text{заб}}}{K(t_{\kappa})}$$

(II-20)

где t_{κ} — время выхода скважины на стационарный режим.

Другой путь определения распределения давления в пласте по радиусу от данной скважины связан с использованием уравнения (I-14) при замене в нем текущего значения r выражением (I-11)

$$P(r) = P_c \pm \frac{0,183q}{\sigma} \left(\lg \frac{\pi x}{r_c^2} + \lg t \right)$$

Значения S и $\lg \frac{\pi}{r_c^2}$ известны из КПД. Для определения $P_{пл}$ снова необходимо знать t_k .

При снятии КВД необходимо вычислять и значение продуктивности скважины. После обработки кривой и определения величины гидропроводности и

комплекса $\lg \frac{\pi}{r_c^2}$ это нетрудно сделать по формуле

$$K(t) = \frac{5,4 \sigma}{\lg \frac{\pi x}{r_c^2} + \lg t} \text{ см}^3 / \text{сек} \cdot \text{м}$$

(II-22)

Как видно из разобранных примеров потери напора на трение в трубах несколько осложняют расчеты параметров пласта. Для нагнетательных скважин с их высокими дебитами потерями напора пренебречь нельзя. Величину потерь напора в трубах из-за неровности их стенок трудно вычислить теоретически, хотя квадратичная зависимость их от скорости потока почти всегда сохраняется. Для одной и той же скважины по однажды экспериментально снятой кривой потери можно найти частный коэффициент пропорциональности C

$$\Delta P_{тр} = C^2$$

(II-23)

по которому можно вести расчеты для тех замеров в этой скважине, когда реальная кривая изменения забойного давления при снятии КПД не измерялась. Например, в тех случаях, когда исследование велось не комбинированным прибором, а простым дебитомером-расходомером. Перенос коэффициентов C на другие скважины с тем же диаметром НКТ или обсадных труб дает довольно грубое приближение. Кроме того, он постоянно изменяется с годами по мере увеличения коррозии труб и не всегда совпадает при прямом и обратном течении потока.

Измерение какой-либо величины в промысловых условиях, а не ее оценка, как это чаще бывает, требует внимания во всех деталях. Только при этом удастся добиться выполнения основного требования экспериментальных исследований — повторяемости получаемых результатов.

Два разнообразных типа КПД не исчерпывают всех ее вариантов. Возможны еще два случая: когда а) длительно простаивающая скважина пускается под за-

качку, и б) пуск на закачку осуществляется из стационарного режима самоизлива. Теоретически оба они являются аналогами уже описанных вариантов КПД, только со сменой знака у дебита. Фактически же эти кривые совершенно не похожи на описанные выше, характеризуют иные процессы, происходящие в скважине, и дают совершенно другие фильтрационные параметры пласта.

На рис. 15 приведена КПД той же скв. 3258, полученная при пуске ее под закачку после простоя 27.07.73 г., $P_6 = 60$ ат. Одна и та же скважина фигурирует в данном параграфе специально, чтоб видна была разность получаемых значений для одного и того же пласта, измеренных практически в одно и то же время, и, казалось бы, сходными методами КПД.

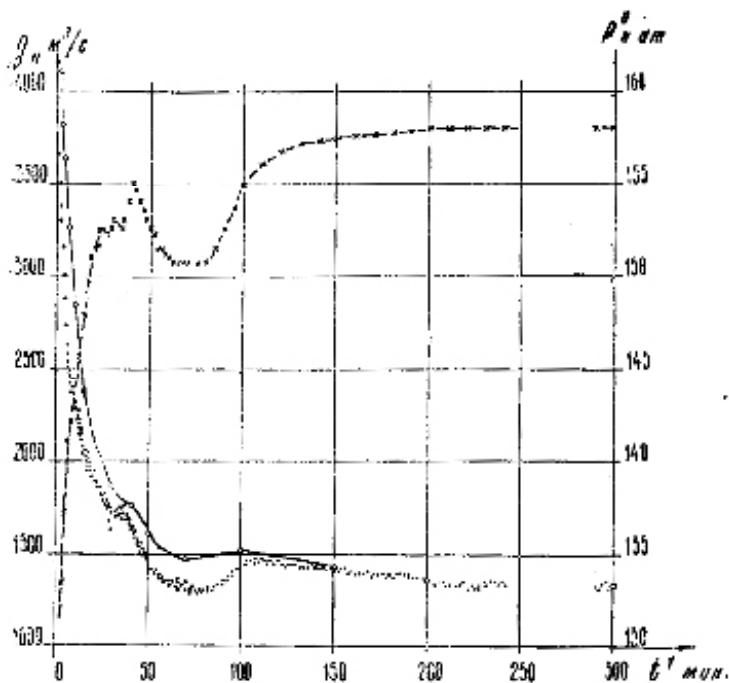


Рис. 15. КПД скв. 3258, снятая 27.07.73. при пуске скважины под закачку после длительного простоя с буферным давлением 60 ат. Светлыми точками дана КПД с поправками на трение и пересчетом к постоянному давлению нагнетания на буфере скважины $P_n^6 = 158$ ат. Крестиками дана кривая изменения давления нагнетания во время замера на головке скважины.

Первое серьезное отличие заключается в том, что при пуске скважины под закачку в начальные моменты КНС не обладают бесконечной производи-

тью. Это приводит к заметному падению давления на головке скважины. Кривая изменения буферного давления дана на рис. 15 крестиками. По мере падения проницаемости пласта, КНС все более обеспечивает необходимый дебит, и давление на устье скважины постепенно стабилизируется.

Как видно из рис. 15, время стабилизации около 200 мин, т.е. сопоставимо со временем измерения по принятой методике. Для КПД этого типа, таким образом, кроме поправки на трение, которая остается и в этом случае, необходимо приводить кривую дебита к постоянной депрессии за счет недостаточной производительности источника нагнетания.

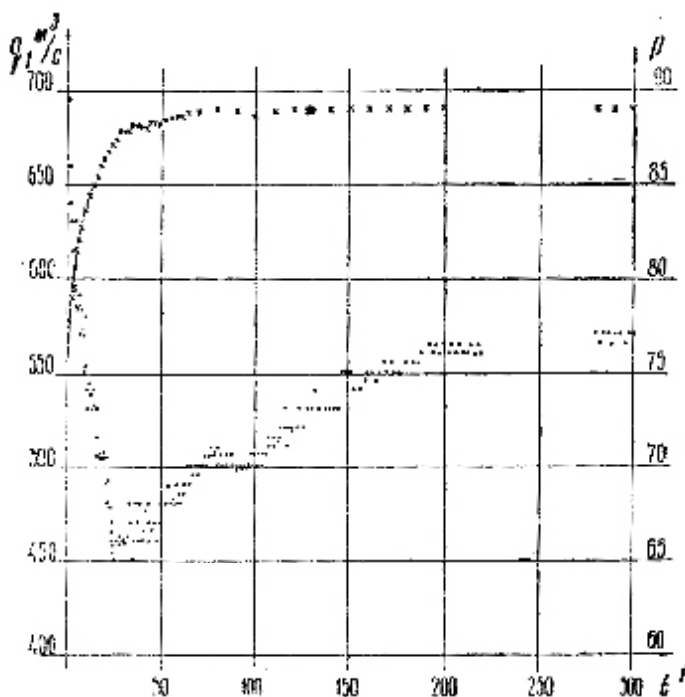


Рис. 16. КПД, снятая 15.07.73 г. на скв. 2093 при пуске ее на закачку из простоя. Начальное буферное давление 27,5 ат. Крестиками дана зависимость давления нагнетания от времени.

Второе отличие связано с нестабильностью работы КНС во времени, благодаря чему давление на входе в пласт флуктуирует и депрессия не держится на постоянном уровне. На рис. 15 видно, что от 44 до 80 мин давление на головке уменьшалось, а не росло, видоизменялась и КПД. Снова требуется разработка методики внесения поправок или проведение повторного замера. Но главное отличие

КПД, снятой при закачке от аналогичных снятых при самоизливе, заключается в их форме. На рис. 15 светлыми точками нанесены данные после внесения всех поправок на трение и изменение P_6 . Все равно, форма кривой не удовлетворяет теоретической модели. Чтобы не сложилось представления, что это случайное отклонение, вызванное изменением режима КНС, на рис. 16 дана аналогичная КПД, снятая 15.07.73 г. на однопластовой скважине 2093 Ю.-Ромашкинской площади

при пуске скважины под закачку из проста с начальным давлением $P_6^0 = 27,5$ ат. Как видно, форма сильно отличается от экспоненциальной зависимости, предсказываемой теорией.

Еще большие отличия наблюдаются у КПД при пуске скважины на закачку непосредственно после стационарного режима самоизлива. Сказывается большой перепад давления при этом.

Обобщая накопленный опыт изменения КПД типа ПН и ИН, можно утверждать, что при пуске скважины под нагнетание, начиная с какого-то момента времени t^* , лежащего обычно в интервале от 30 до 100 мин, кривая падения дебита ведет себя не стабильно и начинает отклоняться от экспоненциальной зависимости в сторону завышения дебита. Три наиболее характерных случая даны на рис. 17:

I. Нормальная экспоненциальная зависимость от времени.

II. Резкий излом КПД и выход при $t = t^*$ на стационарный режим.

III. Увеличение дебита при

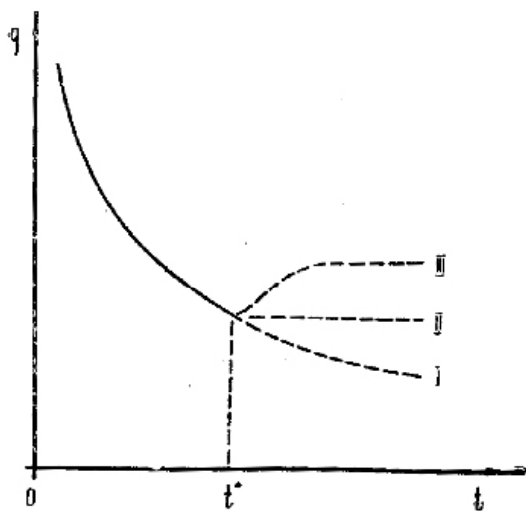


Рис. 17. Различные типы КПД при переходных режимах, связанных с нагнетанием.

Играет, по-видимому, определенную роль и разность знаков изменения давления в пласте по отношению к горному. При закачке часть энергии тратится на подъем и сжатие массива горных пород над пластом. При изливе, наоборот, эта запасенная энергия отдается потоку жидкости. Возможно, что сказываются при этом релаксационные свойства пласта.

У тех скважин, где КПД не отличается от экспоненты при закачке, фильтрационные параметры все равно оказываются хуже, чем при изливе. Все сказанное относится и к КВД режима НП.

Еще одна причина отличия КПД излива и закачки лежит в разном характере линий тока жидкости в первых нескольких метрах по радиусу призабойной зоны пласта.

Нагнетательные скважины Ромашкинского месторождения имеют не открытый ствол, а обсаженный цементированными трубами забой с плотностью отверстий перфорации 20 штук на один погонный метр с шагом по высоте 20 см. На рис. 18 приведена примерная схема линий тока жидкости из пласта к одиночному отверстию при самоизливе. Перфорационное отверстие как бы дренирует пористую среду, отсасывая из нее жидкость. Максимальная скорость наблюдается в самом отверстии, что дает сильную возмущающую направленную струю в стволе скважины (см. рис. 7).

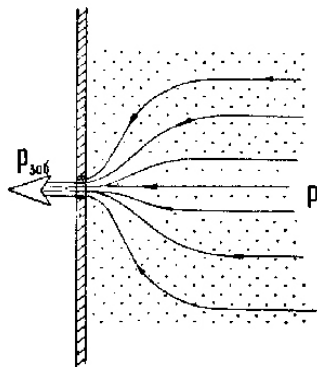


Рис. 18. Распределение линий тока жидкости в пористой среде при дренировании ее через перфорационные отверстия в обсадной колонне $P_{пл} > P_{заб}$.

При закачке картина прямо противоположная. В обсаженном стволе скважины наблюдается спокойное движение с плавным отсосом жидкости через перфорационное отверстие.

Максимальная скорость по-прежнему в перфорационном канале, а в пласте будет наблюдаться направленная струя жидкости (рис. 19). Линии токов притока и закачки в призабойной зоне пласта не совпадают, а следовательно, фильтрационное сопротивление и приведенный радиус скважины так же будут различны. Совершенно очевидно, что вероятность того, что при разных замерах и в разное

время пути фильтрации жидкостей в призабойной зоне будут одинаковыми или хотя бы сходными гораздо выше у притока, чем у закачки.

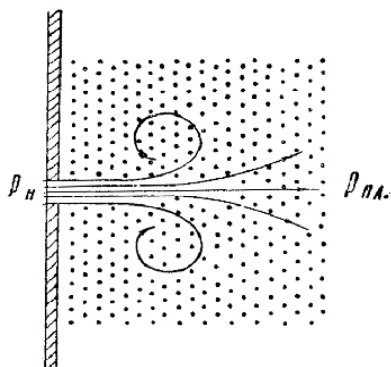


Рис. 19. Возможное распределение линий тока в пористой среде при закачке в нее жидкости через перфорационное отверстие $P_n > P_{пл}$.

Схемы движения жидкости в призабойной зоне пласта зависят от величины приведенного радиуса скважины, а следовательно, влияют на величину продуктивности скважины.

В завершение параграфа в таблице 7 собраны фильтрационные параметры пласта «а» в скважине 6209 Лениногорской площади, измеренные при всех шести типах переходных процессов

Таблица 7

Пласт «а» июль 1976 г. Скважина 6209

№ тип	Параметры	Типы переходных процессов					
		насос			нагнетание		
		ПИ	НИ	ИП	ПН	ИН	НП
1	$\Delta p, \text{ ат}$	69	100	54	41	111	16
2	$q, \text{ м}^3/\text{с}$	—	120	380	—	450	70
3	$\sigma, \text{ д. см}^2/\text{см}^3$	76	65	70	22,5	51,5	51
4	$\lg \frac{r}{r_c}$	0,18	0,4	0,4	2,08	0,06	1,1
5	$K, \text{ м}^2/\text{с} \cdot \text{ ат}$	8,1	6,6	7,0	4,8	5,8	4,5

Выводы и рекомендации для однопластовой системы

1°. Все шесть типов переходных процессов позволяют получать два филь-

$$\frac{\mu}{r_c^2}$$

трационных параметра системы: гидروпроводность S и комплекс $\lg \frac{\mu}{r_c^2}$. Этого достаточно для элементарных гидродинамических расчетов, нахождения продуктивности скважины (II-22), распределения давления в ее окрестностях (II-20) или (II-21) и др.

2°. Недостаточная изученность поведения пласта при нагнетании в него жидкости, несоответствие формы кривых исходных процессов при закачке теоретической модели и большой разброс показаний от замера к замеру не позволяют пока рекомендовать все три переходных режима, связанных с нагнетанием для определения фильтрационных параметров пласта и контроля во времени за их поведением в процессе эксплуатации.

3°. Фильтрационные параметры пласта при нагнетании всегда хуже, чем параметры, снятые при самоизливе.

4°. Для получения правильных значений искоемых параметров пласта при обработке КВД и КПД необходимо учитывать потери на трение в стволе скважины.

5°. Начальные участки КВД и КПД несут на себе информацию о релаксационных характеристиках пласта.

§ II-3. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В МНОГОСЛОЙНОЙ СИСТЕМЕ

Однопластовое строение нефтяной залежи является простейшим с точки зрения ее исследования и эксплуатации. Однако даже в этом элементарном случае, как было показано в предыдущем параграфе, три вида измерений переходных режимов, связанные с нагнетанием жидкости в пласт, выпали из дальнейшего рассмотрения как слабо изученные и не обеспечивающие надежного контроля за выработкой продуктивного горизонта. При переходе к многослойной системе, характерной для Ромашкинского месторождения, автоматически отпадают еще два вида из оставшихся трех переходных режимов. Так КВД, снимаемая при переходе ИП, — этот самый распространенный в промысловой практике вид гидродинамических измерений — по самому своему характеру изменения давления на забое скважины определяет лишь суммарные, интегральные фильтрационные характеристики вскрытого разреза в целом. Чтобы дифференцировать данные по слоям, необходимо кроме КВД снимать кривые притока против каждого выделенного интервала и пользоваться более сложной методикой обработки полученных данных. Измерение КПД в этом случае более предпочтительно и дает более высокую точность при простоте расчета.

Промысловая практика показала, что отпадает и способ определения

КПД при пуске скважины на излив после длительного простоя, т.е. режим ПИ, подробно описанный в предыдущем параграфе. Для находящегося в разработке многопластового продуктивного горизонта D_1 Ромашкинского месторождения характерна значительная разница в пластовых давлениях отдельных частей разреза, вызванная как неравномерной закачкой по слоям, так и неравномерным отбором жидкости. По данным сводных таблиц главы III видно, что эта разница может достигать внушительных значений в 50 — 60 ат, сравнимых с перепадами давления при переходных режимах. В простаивающей скважине возникают межпластовые перетоки. При пуске такой скважины на излив, измеренный на буфере или забое перепад давления не будет соответствовать реальным, действующим депрессиям каждого пласта в отдельности. Как правило, оказываются заниженными фильтрационные параметры тех пластов, которые имеют более низкое пластовое давление. Это обусловлено тем, что для них в формуле (II-7) в знаменателе будет стоять завышенное значение ΔP , заданное наиболее высоконапорным пластом в разрезе данной скважины. Для дифференциального учета разности пластовых давлений необходимы опять-таки дополнительные измерения малых дебитов межпластовых перетоков в простаивающих скважинах, что, как уже говорилось в отношении КВД, снижает точность измерений и требует более сложных расчетов.

Итак, от шести остается лишь один режим КПД при пуске скважины на излив сразу же после прекращения нагнетания — НИ. Он автоматически, за счет послонного учета закачки жидкости по пластам, при снятии профиля нагнетания в стационарном режиме, учитывает различие в пластовых давлениях. Отнимает минимальное время на измерения, так как нагнетательная скважина все время работает в режиме закачки воды в пласт. Дает высокую точность отсчетов за счет больших значений дебита при пуске скважины на излив. Обеспечивает, как это ни странно, минимальные потери в плановой закачке, так как скважина отключается от КНС всего на 5 часов и после возобновления нагнетания в раздренированный пласт почти полностью компенсируют объем, выброшенный при изливе жидкости.

Однако темное пятно остается и у этого режима. Оно связано с необходимостью добавлять в выражение (I-17а) к дебиту излива стационарный дебит закачки. Оба эти дебита, хотя получены для одного и того же пласта, но при разных значениях продуктивности (II-3). Можно лишь надеяться, что при сопоставлении по годам, т.е. при относительных измерениях, эта неопределенность не внесет существенных искажений, так как будет примерно одинаковой в разные периоды жизни нагнетательной скважины.

В качестве примера в данном параграфе будут разобраны измерения на нагнетательной скважине 1088 Абдрахмановской площади. В ней представлены пласты «в» большой мощности и нижние «г» и «д», имеющие единый интервал перфорации. Как показали измерения с 1964 г. по настоящее время, нижние пласты

не работают. По каротажным данным пласт «в» имеет мощность $h = 1420$ см, пористость — по Шапиро — 21,4%, проницаемость — по Долиной — 0,6 д, по методике ТатНИПИ $k = 0,4$ д.

На рис. 20 приведен обобщенный профиль закачки в эту скважину, построенный на базе трех измерений в 1964, 1965 и 1966 гг. Нетрудно видеть, что верх и низ пласта «в» ведут себя по-разному, говоря о наличии разности в пластовых давлениях в разные годы. Это является одним из критериев того, что эти участки пластов не сообщаются друг с другом и представляют собой самостоятельные о

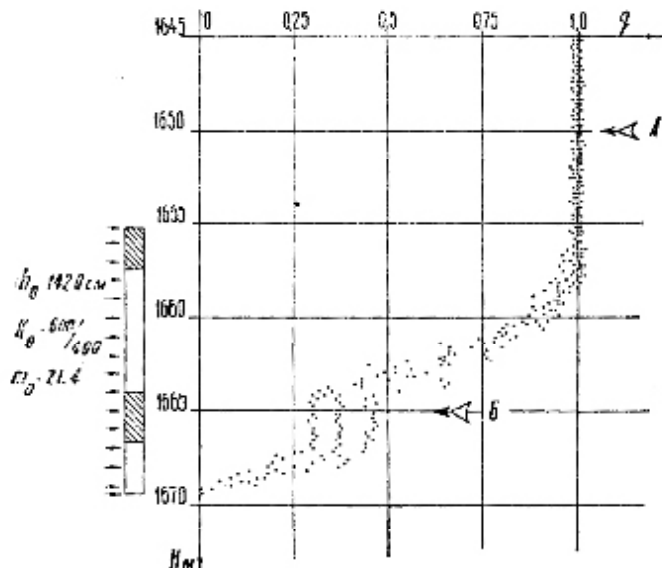


Рис. 20. Обобщенный профиль скв. 1088 Абдрахмановской площади.

Измерения КПД для двухслойной и вообще многослойной системы возможны методически тремя путями:

1. Уже разобранный в предыдущем параграфе случай, когда прибор ставится в намеченную точку и при пуске скважины на самоизлив снимается КПД во времени при неподвижном приборе. Это дает наиболее точную и практически непрерывную кривую, характеризующую поведение пласта. Однако для двух- и многослойных систем такие измерения нужно проводить столько раз, сколько выделено слоев. После каждого измерения скважина снова переводится под закачку, выдерживается 1 — 3 дня для входа в установившийся режим, и измерения повторяются снова в другой точке. Недостаток этого метода очевиден: КПД разных слоев снимаются в разное время и трудно добиться того, чтобы все режимы закачки перед изливом были строго идентичны как по дебиту, так и давлению нагнетания. При небольшой разнице можно ограничиться поправками,

при значительной — необходимо дублирование измерений.

Для двухпластовых систем, наиболее распространенных для Ромашкинского месторождения, хорошие результаты получаются при исследовании спаренными дебитомерами, одновременно спускаемыми в скважину в выбранные точки. Они дают сразу две КПД для двух слоев при полной идентичности условий.

2. Второй путь — это так называемые челночные измерения, когда прибор попеременно во времени ставится в выбранные точки с отсчетом показаний. Внешние условия остаются для обеих кривых одинаковыми, но число точек на каждой КПД резко уменьшается, так как часть времени уходит на спуско-подъемные операции. Кроме того, в те моменты времени, когда снимаются точки на одной КПД, они автоматически отсутствуют на другой.

3. Наконец, можно получить серию КПД из обработки последовательного ряда измерений профилей излива во времени. В условиях Ромашкино за 300 мин удастся снять 7 — 10 профилей. Следовательно, на КПД будет всего 7 — 10 точек. Этот метод применим тогда, когда число слоев велико и трудно разбить весь исследуемый интервал на участки. Серия таких профилей была измерена на скв. 2095 Ю.-Ромашкинской площади (рис. 10). В 1967 г. все нагнетательные скважины экспериментального участка исследовались таким методом. Он наиболее трудоемок, так как экипаж работает на спуско-подъемных операциях непрерывно в течение всей смены. Точность КПД, получаемая с помощью этого способа измерений, наиболее низкая.

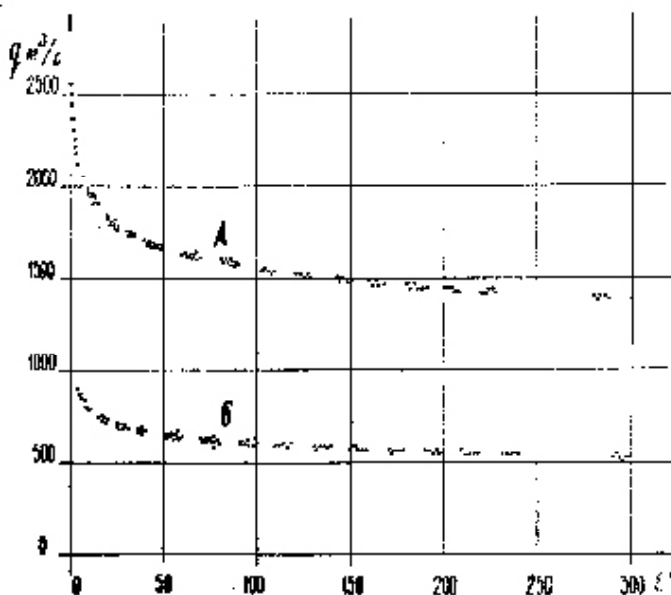


Рис. 21. КПД скв. 1088, снятая 17.08.65
г. А — для всего пласта, $H = 1650$ м. Б — для нижней части пласта, $H = 1665$ м.

Все способы имеют свои плюсы и минусы и использовать их нужно, учитывая конкретные задачи при конкретных обстоятельствах.

Скв. 1088 исследовалась как двухслойная система вторым методом. На рис. 21 даны обе КПД, снятые одновременно при перемещениях прибора из точки А на глубине 1650 м в точку Б на глубине 1665 м в центре перемычки, разделяющей верх и низ пласта.

В первые 10 мин на КПД в точках А и Б снималось по одному отсчету с интервалом в одну минуту. Затем от 10 до 100 мин смена положений прибора происходила через 5 мин. Конец кривых снимался с десятиминутными интервалами.

Графическое усреднение точек позволяет в какой-то мере восполнить пробелы измерений, однако точность получения

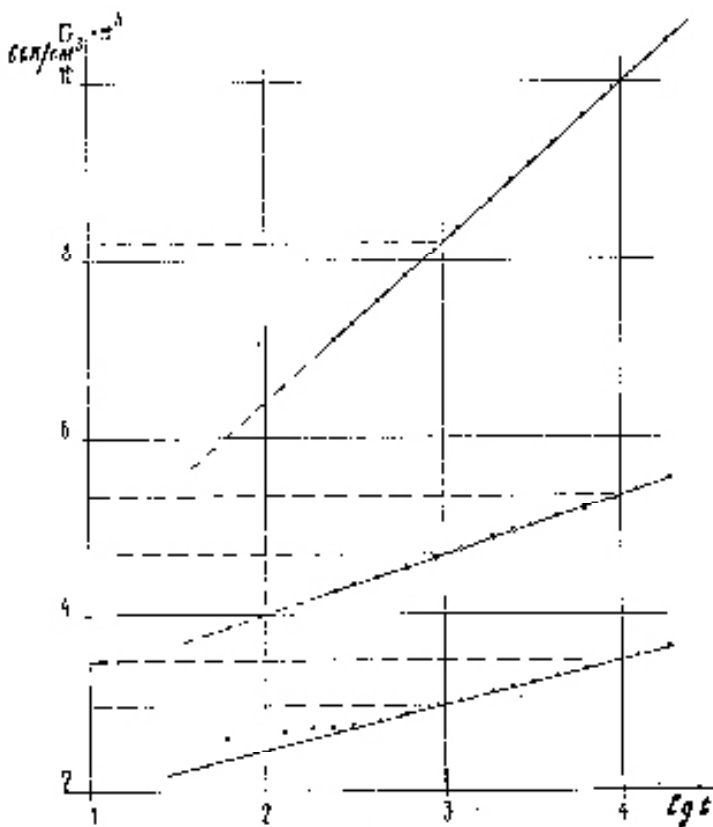


Рис. 22. Преобразованные графики скв. 1088. Крестики — для всего пласта в целом, светлые точки — для верхней части, темные — для нижней части, т.е. для интервала ниже 1665 м (см. рис. 20).

КПД этим методом заметно ниже. Связано это с тем, что прибор никогда не становится на одно и то же место в потоке. Кроме этого, подшипники турбины работают со знакопеременной нагрузкой, и следовательно, дают более заметный разброс показаний.

На практике этим методом исследовались либо хорошо изученные скважины, либо новые, когда необходимо было иметь для них лишь оценочные значения параметров.

Обработка двух или более КПД в одной скважине имеет свои особенности. Верхняя КПД, обозначенная буквой А на рис. 21, соответствует суммарному дебиту самоизлива скважины, так как снята в точке А на глубине 1650 м, т.е. выше, чем перфорированный интервал притока. Эта кривая может быть использована для характеристики всего интервала притока в целом.

В таблице 8 собраны все необходимые данные для расчетов, которые в данном случае ничем не отличаются от приведенных в предыдущем параграфе для однопластовой системы.

Таблица 8

Пласт «в» 17.08.65 г. Скважина 1088

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	z	$lg z$	$Q_{\text{м}^3/\text{с}}$	$P_{\text{пр. ат}}$	$K_{\text{г}}(z)_{\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{ат}}$	$Q_{\text{г}}_{\text{м}^3/\text{с}}$	$Q_{\text{м}^3/\text{с}}$	$C_{\text{скажем}^1}$	Примечания
1	1	1,72	2500	5,0	32,5	115	3615	2,19	$H_0 = 1650 \text{ м}$ $Q_0 = 1000 \text{ м}^3/\text{с}$ $P_0 = 116 \text{ ат}$ $P_{\text{г}}^* = 1 \text{ ат}$ $P_{\text{г}}^{**} = 1,5 \text{ ат}$ $\Delta P = 113,5 \text{ ат}$ $C_{\text{г}}(z) = 1,40 \cdot 10^6$ $C_{\text{с}}(z) = 2,98 \cdot 10^6$ $\Phi = 0,51 \cdot 10^{-3}$ $\sigma = 270 \frac{\text{сек}}{\text{д}}$ $lg \frac{P}{C_{\text{с}}} = 2,72$
2	2	2,08	2100	4,2	30,4	82	3482	2,56	
3	3	2,26	2200	3,9	29,1	70	3270	2,64	
4	4	2,38	2160	3,6	28,5	60	3200	2,70	
5	5	2,48	2110	3,5	28,0	56	3166	2,71	
6	7	2,62	2050	3,2	27,2	46	3096	2,79	
7	10	2,78	1972	2,9	26,5	38	3010	2,87	
8	15	2,95	1900	2,7	25,7	31	2931	2,95	
9	20	3,08	1830	2,5	25,2	25	2855	3,08	
10	30	3,26	1750	2,3	24,4	20	2770	3,12	
11	40	3,38	1700	2,2	24,0	17	2717	3,18	
12	50	3,48	1665	2,1	23,6	15	2680	3,22	
13	70	3,62	1610	1,9	23,1	9	2619	3,30	
14	100	3,78	1550	1,8	22,5	7	2557	3,38	
15	150	3,95	1490	1,7	22,1	4	2494	3,47	
16	200	4,08	1440	1,6	21,5	2	2442	3,54	
17	300	4,26	1390	1,5	21,0	0	2390	3,62	

Кривая Б характеризует приток из нижнего интервала пласта. Она тоже соответствует однопластовой системе и обрабатывается аналогично предыдущей (см. таблицу 9). Особенность обработки заключена только в том, что потери на трение для нижней части пласта одинаковы с общими потерями и поэтому цифры в 4-х колонках таблиц 8 и 9 совпадают. Перепад давления, под действием которого происходит самоизлив, также одинаков для обеих КПД в точках А и Б и равен буферному давлению нагнетания до пуска скважины на самоизлив за вычетом потерь на трение в стационарном режиме закачки и самоизлива. Они даны в примечаниях к таблице 8.

Преобразованные графики для всего пласта (нижняя прямая с точками-крестиками) и подошвенной части (верхняя с черными точками) даны на рис. 22. Полученные с их помощью промежуточные данные и искомые параметры пластов даны в примечаниях к таблицам 8 и 9.

Таблица 9

Низ пласта «в» 17.08.65 г. Сква. 1088

№ сква	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	г, мин	$\lg t'$	$q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$q_{\text{н}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$\Delta P_0, \text{ атм}/\text{см}$	$q_{\text{н}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$G \cdot 10^4, \text{ тонн/сут}$	Примечания
1	1	1,38	780	8,2	11,8	72	1712	8,38	$\Delta h = 1883 \text{ м}$ $q_0 = 700 \text{ м}^3/\text{сут}$ $\Delta P = 117,3 \text{ атм}$ $C(\rho) = 9,78 \cdot 10^{-1}$ $C(\mu) = 3,20 \cdot 10^{-1}$ $\Phi = 1,38 \cdot 10^{-1}$ $\sigma = 70 \text{ атм/см}^2$ $\lg \frac{\rho}{\rho_0} = 1,84$
2	2	2,08	720	7,9	10,9	28	1291	8,90	
3	3	2,28	670	7,6	10,3	22	1212	9,12	
4	4	2,38	620	7,3	10,23	20	1130	9,30	
5	5	2,48	570	7,2	9,99	17	1147	9,32	
6	7	2,62	530	7,0	9,33	13	1098	9,88	
7	10	2,78	490	6,7	8,23	11	1081	9,12	
8	15	2,93	421	6,3	8,99	9	1070	9,38	
9	20	3,08	387	6,0	8,83	7	999	9,88	
10	30	3,28	353	5,2	8,43	6	971	9,38	
11	40	3,38	323	5,1	8,23	5	940	9,08	
12	50	3,48	323	4,9	8,08	3	923	9,30	
13	70	3,62	293	4,8	7,80	2	897	9,82	
14	100	3,78	270	4,7	7,33	1	871	9,91	
15	150	3,93	230	4,6	7,80	1	831	10,13	
16	200	4,08	203	4,3	7,13	0	823	10,48	
17	300	4,28							

Несколько иначе находятся данные для получения параметров верхней кровельной части пласта. КПД этого интервала получается как разность дебитов в точках А и Б

$$q_{\text{верх}}(t) = q_A(t) - q_B(t)$$

(II-24)

Ошибка разностной величины есть сумма ошибок исходных данных. Поэтому разброс точек на КПД этого пласта всегда вдвое больше, чем для двух других. Ниже и точность получения искоемых фильт-рационных параметров.

На практике нет необходимости строить саму КПД, вводить в нее поправки на трение и т.п. Проще получить необходимые данные в готовом виде, как разность данных в 7-х колонках таблиц 8 и 9. Эта разность и приведена в 7-й колонке таблицы 10 для верхней части пласта. Дальнейшая процедура стандартная. Находится величина, обратная дебиту с переходом от размерностей $\text{м}^3/\text{с}$ к размерности $\text{см}^3/\text{сек}$. Строится по этим данным преобразованный график - средняя кривая со светлыми точками на рис. 22. По нему находятся параметры верхней части пласта. Они даны, как и в других таблицах, в графе примечаний.

Таблица 11

17.08.65 г. Скважина 1088

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9
гггг	г	lg г	$q, \frac{\text{м}^3}{\text{сек}}$	$\frac{\Delta q}{q}, \%$	$K(q), \frac{\text{м}^3}{\text{сек} \cdot \text{м}}$	$\frac{\Delta K}{K}, \%$	$\Sigma q, \frac{\text{м}^3}{\text{сек}}$	$C \cdot 10^4, \frac{\text{см}^3}{\text{сек} \cdot \text{м}}$	Примечания
1	1	1,33							
2	2	2,00					2170	0,00	
3	3	2,28					2070	0,17	$q_w = 100 \frac{\text{м}^3}{\text{сек}}$
4	4	2,73					2023	0,20	$\Delta P = 117,3 \text{ ат}$
5	5	2,43					1998	0,37	$\alpha(t) = 1,73 \cdot 10^4$
6	6	2,62					1949	0,47	$\alpha(t) = 4,87 \cdot 10^4$
7	10	2,73					1912	0,52	$\Phi = 0,83 \cdot 10^4$
8	15	2,91					1870	0,64	$\sigma = 276 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{сек}$
9	20	3,00					1826	0,76	$\lg \frac{\Phi}{q_r} = 3,90$
10	30	3,28					1771	0,87	
11	40	3,73					1740	0,93	
12	50	3,43					1770	1,00	
13	70	3,62					1691	1,11	
14	100	3,73					1660	1,20	
15	150	3,91					1627	1,31	
16	200	4,00					1590	1,47	
17	300	4,28			17,81		1561	1,52	

В итоге, два измерения дают три значения фильтрационных параметров. Сводные данные для скв. 1088 даны в таблице II.

В первой строке приведены данные для всего пласта в целом. Во второй и третьей - по частям, для верхней и нижней части. В 4 строке дана сумма параметров в строках 2 и 3, т. е. суммируются данные по верхней и нижней части пласта. Как видно из сопоставления, сумма совпадает с данными замеров для всего пласта в целом только по дебитам и продуктивности, - это аддитивные величины. Пластовое давление, определенное по разным КПД, различается и неясно, с каким

весом его суммировать по пластам. Аналогично и для комплекса $b \frac{\pi x}{r_c^2}$.

Таблица II

17..08.65 г. Скважина 1088

№ сква	1	2	3	4	5	6	7	8
	пласт	r_c	r_c	$(Q, \frac{m^3}{сут})$	m	σ , г. см/год	$\frac{Q}{r_c^2}$	Примечание
а		1000	1790	21,0	213	2,70	2,87	
$q_{вн}$		700	383	17,33	237	2,38	7,90	$k_v = 0,02 \sqrt{C}$
$q_{ни}$		700	323	7,13	220	90	1,84	$k_v = 0,27 \sqrt{C}$
$2 \cdot 7$		1000	1790	21,0	7	728	7	

Главное отличие дифференциального метода от интегрального, т.е. послойного от общего, заключается в том, что определяются истинные значения гидропроводностей пласта, которые не обладают аддитивными свойствами и не могут быть вычислены из измерений для всего пласта в целом. Это обстоятельство связано с тем, что у разных интервалов пласта разные фильтрационные сопротивления призабойной зоны и, как следствие этого, разные величины приведенных радиусов скважин для этих интервалов.

Из-за отсутствия данных по пьезопроводностям пластов нельзя определить приведенные радиусы в явном виде, однако сопоставить между собой можно. В примечаниях к таблице II даны значения приведенных радиусов для верхней части и нижней части интервала, выраженные через пьезопроводности пластов. Видно, что у верхней части радиус, по крайней мере, на порядок величины меньше, чем у нижней, так как пьезопроводности вряд ли могут отличаться друг от друга более чем на несколько десятков процентов. Только благодаря этой разнице в приведенных радиусах продуктивности выделенных двух интервалов отличаются лишь

вдвое (13, 85 и 7, 15), при отличии в гидропроводностях почти в три раза. По этой же причине разности в r_c не обладают аддитивностью гидропроводности.

На приведенном примере хорошо видно, какое большое влияние оказывает приведенный радиус на продуктивность скважины.

Отличаются обе части пласта и величинами пластового давления, что подтвердило предположения, сделанные на основании анализа обобщенного профиля на рис. 20. Отсутствие данных о пьезопроводности не дает возможности вычислить радиусы текущих контуров питания для обоих интервалов, т.е. сравнить, для каких зон пластов получены приведенные в таблице 9 пластовые давления. Ясно, что пьезопроводность такого хорошего пласта не ниже $2 \cdot 10^4$ д-см/сп, следовательно, эти радиусы лежат в пределах 300 - 500 м от забоев скважин, но насколько они разнесены по расстоянию, сказать трудно. Без этого нельзя доказать на-личие вертикального градиента давления между пластами, наличие связи между ними и т.п.

Выводы и рекомендации

1. Послойное измерение КПД дает дифференцированные характеристики

$$K_i, P_{n_{и}}, \sigma_i \left(\lg \frac{\pi x}{r_c^2} \right)_i$$

многопластового продуктивного горизонта

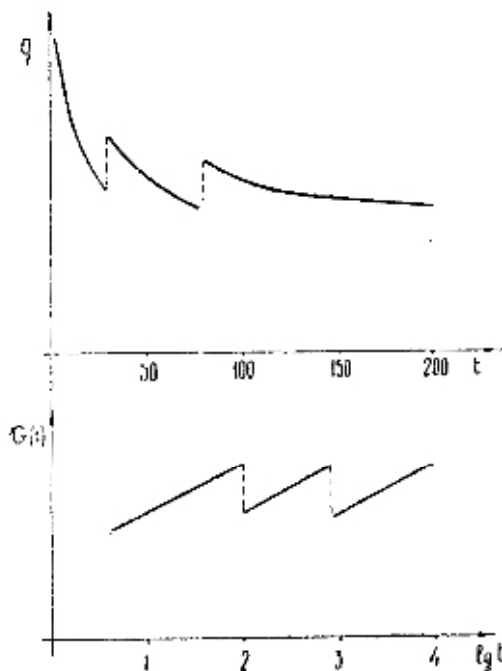
2. Только продуктивность из четырех измеренных параметров обладает свойством аддитивности, т.е. сумма их для измеренных интервалов равна общей продуктивности скважины, определенной из интегральной КПД для всей скважины в целом.

3. Благодаря относительно небольшой изменчивости пьезопроводности пластов по месторождению (меньше одного порядка) возможно грубое сопоставление между собой приведенных радиусов скважины для отдельных слоев. Это позволяет выяснить наиболее узкие места, снижающие продуктивность скважины. Кроме того, возможна оценка абсолютной величины r_c и r_k по наиболее вероятному значению x .

§ II-4. ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ НА ФОРМУ КПД

Успех задуманного исследования во многом определяется тем, насколько соответствует реальной действительности теоретическая схема или, что то же самое, математическая модель пласта. В первой главе было показано, что существующие г/д методы дают возможность по КПД определить только 2

комплекса параметров при условии строгой идеализации схемы пласта. Реальные условия всегда сложнее и богаче, чем принятая математическая модель. Отсюда над экспериментом всегда, как Домоклов меч, висит дилемма: можно или нельзя использовать те или иные выражения для обсчета полученных экспериментальных результатов? Где лежат границы схематизации, границы применимости модели однородного пласта к реальным условиям? Какие оговорки нужно сделать или какие дополнительные опыты поставить, чтобы выполнялось основное требование, предъявляемое к эксперименту - достоверность получаемой информации?



Первое необходимое условие - это получение правильной, повторяющейся формы КПД и соответствие условий ее получения принятой математической модели. При этом в процессе изменения приведенного радиуса скважины, вызванного прочисткой от мехпримесей призабойной зоны в процессе самоизлива. Внизу преобразованный график этой пилообразной кривой.

Некачественность проведения эксперимента может выразиться в том, что в процессе снятия КПД произойдет очистка перфорационных отверстий от механических примесей, которых достаточно много в закачиваемой воде. Подключение дополнительных мест притока меняет суммарное фильтрационное сопротивление призабойной зоны и, как неизбежное следствие, величину приведен-

ного радиуса скважины. В свою очередь, изменение размера приведенного радиуса исказит форму КПД при изливе, т.к. упругий запас пласта будет расходоваться с другой скоростью. Это наиболее частая причина нарушения формы КПД. Предварительная, заблаговременная прочистка забоя снижает вероятность осложнений, но не ликвидирует их совсем. На рис. 23 дана типичная в том случае пилообразная форма КПД. На преобразованном графике ей соответствуют отрезки параллельных прямых, разнесенных по оси ординат. Это говорит о постоянстве гидропроводности o и скачкообразном изменении комплексного па-

раметра $b \frac{\pi x}{r_c^2}$. Вполне естественно, что пьезопроводность s не может быть ответственна за такой эффект, и виновником является приведенный радиус r_c^* . К сожалению, r_c весьма чувствителен ко всем изменениям, происходящим в призабойной зоне пласта, что делает его качественные измерения весьма сложным и трудоемким делом.

Ошибки из-за нарушения условий стационарности режима работы скважины до начала измерения КПД, т.е. пуска на самоизлив, как правило, не играют существенного значения, так как в исследуемой зоне радиусом 300 - 500 м режим устанавливается в течение суток полностью при $x \geq 10^4$ д-см/сп, а чаще, чем через сутки, КПД никогда не снимаются. Гораздо сложнее выполнить требования, предъявляемые схематизацией к однородности пластов. Некоторые из возможных видов отклонения от постоянства параметров заключены в комплексе, опреде-

ляющем гидропроводность пласта $\sigma = \frac{k}{\mu}$.

а. Вязкость пластовой жидкости m . В зоне действия нагнетательной скважины могут находиться участки или зоны пласта с разной степенью нефтенасыщенности. Даже в условиях абсолютно однородного по проницаемости пласта при его одинаковой мощности гидропроводность будет испытывать изменение в переходной зоне от воды к нефти, если только $\mu \neq 1$. Эту неоднородность нельзя однозначно отождествить с вязкостной по одиночному замеру Ее основной отличие от других - подвижность во времени. Так как ФНВ перемещается по мере нагнетания все большего объема воды в пласт, то и зона изменения гидропроводности пласта на КПД будет смещаться со временем в сторону больших t .

б. Проницаемость пласта k . Анализ формы КПД не дает возможности отличить неоднородность по проницаемости от изменения мощности пласта. Разделить их можно только при "просвечивании" пласта волнами давления в прямом и обратном направлениях. Если направленные пьезопроводности пластов равны ($\vec{x} = \vec{x}$), то пласт однороден по проницаемости. Исключение составляет только сугубо частный случай строгой симметрии неоднородности проницаемос-

ти относительно середины расстояния между скважинами.

При неравенстве направленных пьезопроводностей участок с худшей проницаемостью сдвинут в сторону скважины с меньшим значением x . Это следует из характера распределения скорости волн давления в дисперсной среде.

в. Мощность пласта h . По-видимому, для Ромашкинского месторождения это наиболее изменчивый параметр после r_c , задающий наибольшее отклонение от однородности. По КПД отличить его от других видов неоднородности трудно. Если известны направленные значения $\bar{x}$ и $\bar{s}$ в обоих направлениях по интервалу между скважинами, то есть некоторая вероятность разделить причины неоднородности:

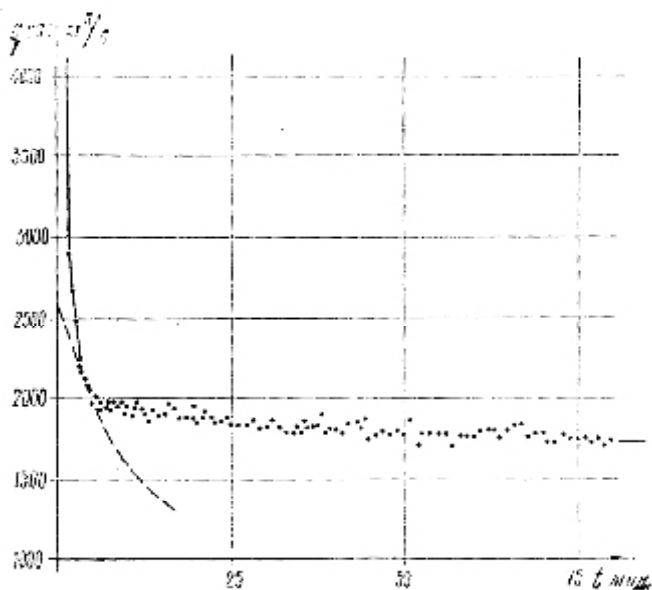
$$1) \quad \bar{x} = \bar{x}, \bar{s} = \bar{s} \quad - \text{пласт однороден по } k \text{ и } h; \quad (\text{II-25})$$

$$2) \quad \bar{x} = \bar{x}, \bar{s} \neq \bar{s} \quad - \text{однороден по } k, \text{ неоднороден по } h; \quad (\text{II-26})$$

$$3) \quad \bar{x} \neq \bar{x}, \bar{s} = \bar{s} \quad - \text{неоднороден по } k; \quad (\text{II-27})$$

для h требуется индивидуальное рассмотрение

$$4) \quad \bar{x} \neq \bar{x}, \bar{s} \neq \bar{s} \quad - \text{неоднороден по } k \text{ и } h. \quad (\text{II-28})$$



Для одиночной КПД, если не привлекать данных по волнам Виселания, КПД как однородности будут фиксироваться как изменчивость гидропроводности в комплексе. Внешняя форма КПД (см. рис. 13, 15, 21 и др.) довольно однотипна и по ней трудно судить о наличии или отсутствии

неоднородности в пластах. Правда, в грубом приближении по степени наклона кривой можно получить некоторую прикидочную информацию. Чем круче падает КПД, тем хуже гидропроводность пласта и больше приведенный радиус и, наоборот, для пологой кривой выше гидропроводность и меньше приведенный радиус.

В качестве характерного примера на рис. 24 дана форма КПД для скважины 1067. Нетрудно видеть, что она состыкована из 2-х кривых с разным наклоном при $t = 5$ мин после начала излива. Начальный участок - крутопадающий, характерный для пластов с малым упругим запасом. Наоборот, продолжение кривой очень пологое, что говорит либо об очень высоких коллекторских свойствах, либо о том, что пласт работает через своеобразный штуцер ухудшенной призабойной зоны. Естественно, что на преобразованном графике будет наблюдаться характерный излом прямой в этой точке. Если вычислить параметры пласта по наклону начального участка преобразованной, кривой, то получим невысокие значения гидропроводности и близкие к нормальным значениям r_c . Если же по каким-либо техническим причинам первые пять точек не были сняты, то по наклону второго отрезка прямой определится высокая гидропроводность и со-

$$\lg \frac{\pi}{r_c^2} \approx 0$$

вершенно фантастические значения. Анализ причин, порождающих особенности этой скважины, будет дан в главе IV на основе данных, полученных методом волны давления.

При наличии двух зон в пласте количественные результаты, строго говоря, можно получить только для первой зоны, ближайшей к скважине. Эта возможность основана на том факте, что пока волна возмущения, вызванная пуском

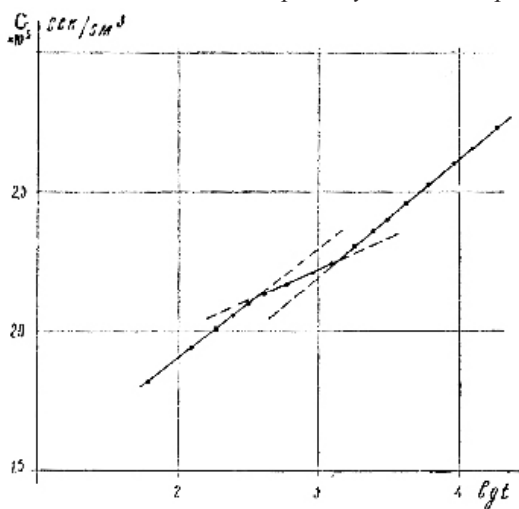
скважины на излив, не дошла до границы первой неоднородности, эта неоднородность не влияет на КПД. Таким образом, начальный участок кривой можно рассматривать как характеристику, снятую в бесконечном однородном круговом пласте, вскрытом одиночной скважиной и т.д. и т.п.

Если известна форма и характер неоднородности второй зоны, то по изменившемуся наклону преобразованного графика можно оценить гидропроводность

S_2 этой части пласта. Строго справедливо это лишь для неоднородностей в виде концентрических окружностей с центром в исследуемой скважине. Так как на практике это почти никогда не реализуется, то определенная по наклону второго

участка будет какой-то усредненной и неизвестным. Определять

по на
как э
1
ся лю
быть
преоб
пласт
1
идеал
- 15%
прави
линии



ршенно бессмысленно, так

рис 25) могут встретить-
ные частные случаи могут
ельствах. Важно то, что
однородностей в изучаемой части

какой-то мере упрощенной
пласты гораздо сложнее. 10
еобразованные графики не-
шь даже отрезками прямых
ужить очаговая нагнета-

тельная скважина 6223, пробуренная на отдельную линзу песчаника. В ее разрезе вскрыты 2 пласта - "а" (1758, 0 - 1766,4) и "б₃" вместе с "в" (1772,4 - 1777,2), причем освоено и работает только верхний пласт с мощностью $h_0 = 840$ см и $h_{эфф} = 420$ см по профилю излива. При давлении нагнетания на головке $P_6 = 132,8$ ат этот пласт принимает мизерное количество воды около 30 м³/с.

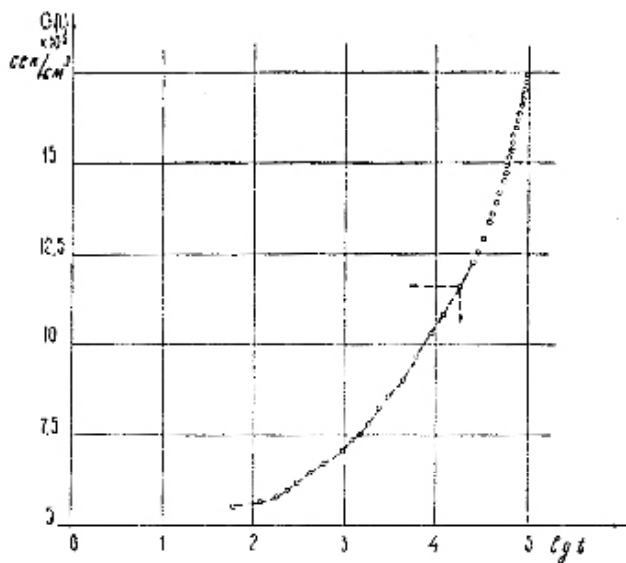
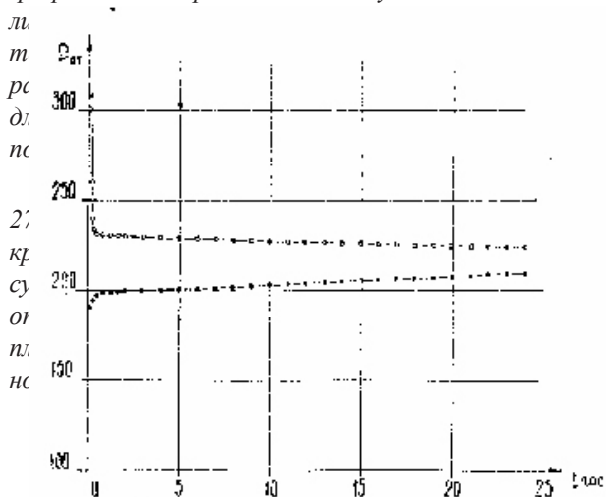


Рис. 25. Преобразованный график КПД скв. 1069 с кусочно-однородным пластом.

На рис. 26 дан преобразованный график для этой скважины (таблица 12). По самой КПД не заметно, что она принадлежит неоднородному пласту.

На преобразованном графике неоднородность выступает со всей очевидностью. Вместо прямой



что к ней неприложимы к таблице 12 приведены 3 участка вблизи 300 мин и результаты меняются в 20 раз

в зависимости от радиуса. На рис. 27 даны значения закачки, - верхняя кривая - нижняя кривая. Через два разными способами, вычислено. Если же вычислить коэффициенту продуктивности формуле (П-20)

Рис. 26. Преобразованный график КПД скв. 6223 с неоднородным пластом в виде изолированной линзы.

№ скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Δ мм	$\lg i''$	Φ м ³ /с	$\Delta P_{\text{пл}}$ ат	$K_{\text{пл}}$ м ³ /с · ат	$\Delta \Phi_{\text{пл}}$ м ³ /с	$\Gamma_{\text{пл}}$ м ³ /с	$D \cdot 10^{-3}$ см/сек	Примечание
1	1	1,78	1310	2,43	11,8	32	1372	5,50	$R_0 = 132,8$ $\Phi_{\text{пл}} = 30 \text{ м}^3/\text{с}$ $q_{\text{пл}} = 0,54 \cdot 10^{-3}$ $\sigma_{\text{пл}} = 23,6 \text{ д. см/с.пл}$ $\lg \frac{\rho}{\gamma_c} = 8,8$
2	2	2,08	1470	2,53	11,5	30	1330	5,43	
3	3	2,24	1440	2,40	11,25	27	1497	5,77	
4	4	2,38	1393	2,24	10,9	25	1450	5,94	
5	5	2,48	1350	2,18	10,5	22	1402	6,14	
6	7	2,42	1290	1,95	10,1	20	1340	6,45	
7	10	2,78	1240	1,80	9,7	18	1288	6,70	
8	15	2,93	1180	1,43	9,2	15	1225	7,03	
9	20	3,08	1130	1,50	8,8	13	1173	7,35	
10	30	3,24	1043	1,35	8,2	11	1104	7,80	
11	40	3,38	1010	1,2	7,9	10	1050	8,23	$\Phi_{\text{пл}} = 4,1 \cdot 10^{-3}$ $\sigma_{\text{пл}} = 33,4$ $\lg \frac{\rho}{\gamma_c} = -1,44$
12	50	3,48	970	1,1	7,4	8	1008	8,54	
13	70	3,42	915	1,0	7,2	7	942	9,0	
14	100	3,78	840	0,83	6,75	6	894	9,43	
15	150	3,93	793	0,73	6,25	5	830	10,4	
16	200	4,08	753	0,68	5,93	4	789	10,96	
17	300	4,24	710	0,4	5,4	3	743	11,4	
18	420	4,40	670	0,3	5,3	2	702	12,3	
19	540	4,51	638	0,45	5,15	2	670	12,9	
20	660	4,60	603	0,4	4,8	2	635	13,42	
21	780	4,67	574	0,4	4,75	2	608	14,2	$q_{\text{пл}} = 11,4 \cdot 10^{-3}$ $\sigma_{\text{пл}} = 12,1$ $\lg \frac{\rho}{\gamma_c} = -3,41$
22	900	4,73	553	0,35	4,4		583	14,73	
23	1020	4,79	525	0,3	4,15		555	15,35	
24	1140	4,835	503	0,3	4,0		535	16,15	
25	1260	4,88	490	0,3	3,9		520	16,4	
26	1380	4,92	475	0,25	3,8		505	17,15	
27	1500	4,95	463	0,25	3,7		495	17,45	

Учитывая, что скважина 6223 пробурена на линзу, которая выклинивается во всех направлениях, можно предположить, что преобразованный график на рис. 26 характеризует пласт клиновидной формы, у которого k или h плавно убывают с расстоянием, создавая зависимость гидропроводности от радиуса. Исследование других скважин с аналогичным графиком (1073а и 2097 - обе на участке КГУ Ю-Ромашкинской площади) в принципе подтверждает это предположение. Однако природа неоднородностей гораздо сложнее. Измерения КПД на скважине 6223 при пуске из длительного простоя с $P_0 = 49,6$ ат доказали во многом другую картину. Преобразованный график можно отнести скорее к кусочно-однородному пласту. График КПД, полученной при пуске на закачку после простоя, вообще не поддается описанию и интерпретации. Совершенно очевидно, что кроме неоднородности самого пласта, большую роль играет и величина перепада давления, при котором снимается КПД и определяются фильтрационные параметры пласта. Так, продуктивность для скв. 6223 при депрессии 132,8 ат равна $K = 3,7 \text{ м}^3/\text{с}\cdot\text{ат}$ через сутки излива (таблица 12). Для депрессии 49,6 ат через сутки после пуска

78

скважины из простоя $K = 6,6 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{ат}$, т.е. почти вдвое больше. Таких примеров множество. В следующем параграфе детально разбирается эта зависимость, без знания которой трудно интерпретировать многие результаты.

Выводы и рекомендации

1°. Отклонение преобразованного графика от прямой линии может указать на наличие неоднородностей в изучаемом пласте. По виду графика можно грубо определить вид неоднородности.

2°. Для изучения неоднородного пласта необходимы комплексные исследования с привлечением волн давления.

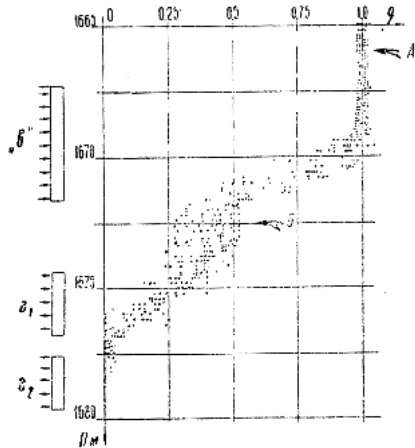
3°. Точные количественные результаты по ломаной кривой преобразованного графика можно получить только для участка КПД, пока она определяется выбросом упругого запаса жидкости из зоны, не достигшей границы неоднородности

в пласте. В первую очередь это касается комплекса $\lg \frac{p \cdot x}{r_c^2}$.

4°. Для второго участка возможна оценка средней гидропроводности этой зоны.

§ II-5. ВЛИЯНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ДЕПРЕССИИ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТА

Нагнетательная скважина - относительно новый объект промысловых исследований. Она отличается от эксплуатационных не только иным направлением



движения жидкости через призабойную зону, но и значительно большими перепадами давления в призабойной зоне пласта. Для идеализированного несжимаемого, однородного, изотропного пласта постоянной мощности и проницаемости дебит, согласно классической подземной гидродинамике, строго пропорционален депрессии, а сами параметры пластов не зависят от приложенного перепада давления. Только при очень больших скоростях потока в пористой среде, когда нельзя пренебречь инерциальным членом в уравнении фильтрации, линейная зависимость между дебитом и депрессией нарушается. Обычно нелинейный (квад-

ратичный) закон притока используется для газовых скважин. Для нефтяных, да и для нагнетательных скважин этот член мал и им обычно пренебрегают. Из такого рассмотрения однозначно следует, что для обычных депрессий и скоростей фильтрации в пористой среде параметры пласта не зависят от перепада давления.

Для реальных пластов Ромашкинского месторождения это не всегда так. В предыдущем параграфе уже было сказано, что при экспериментальном определении параметров пластов совсем не безразлично, в каком направлении движется жидкость через пласт - от скважины или к скважине. Также по-разному ведут себя пласты и при разных депрессиях.

Экспериментальная зависимость фильтрационных параметров пластов от перепада давления иллюстрируется в этом параграфе на примере нагнетательной скв. 405а Зай-Каратаевской площади. В ее разрезе 2 зоны перфораций: песчаник пласта "в" (1667,2 - 1671,6), мощность $h_0 = 440$ см и 2 глинистых песчаников пластов "z₁" и "z₂" (1674,4 - 1676,8) и (1677,6 - 1679,6) с единым интервалом вскрытия. Пласт "z₂" не освоен на закачку и практически в разработке не участвует. На рис. 28 дан безразмерный профиль излива для данной скважины, построенный на базе измерений, проведенных с 1969 по 1973 гг.

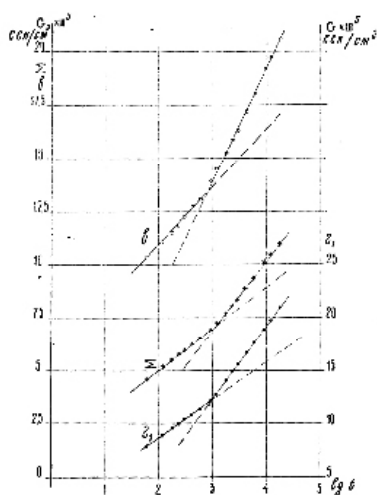


Рис. 28. Обобщенный профиль нагнетательной скв. 405а Зай-Каратаевской площади. Пористость пласта "в" 17,8%, у пластов "z₁" и "z₂" по 20,1%.

Возможно, что оба пласта неоднородны по проницаемости. Ближняя к скважине зона по замерам имеет лучшие характеристики, чем дальняя. Граница раздела достаточно четкая и лежит где-то на

расстоянии 30 - 50 м от забоя скважины. Не имея возможности привести весь тщательно снятый материал, на рис. 29 даны для примера преобразованные графики самого первого замера на этой скважине от 1 августа 1969 г. Давление на буфере при закачке 150 ат. Дебит нагнетания $q_H^{\Sigma} = 185 \text{ м}^3/\text{с}$, $q_H^B = 100 \text{ м}^3/\text{с}$, $q_H^Г = 85 \text{ м}^3/\text{с}$.

Излом прослеживается на всех трех графиках примерно с одной и той же абсциссой, соответствующей времени 16 - 20 мин после начала излива.

Однако, независимо от причины, учитывая, что при исследовании зависимости любой величины от действующего перепада давления важны скорее относительные изменения, а не абсолютные значения, можно воспользоваться данными и для первой и для второй зоны. Данные по второй зоне будут предпочтительными. Обобщенная оценка изменения преобразованного графика дает весьма стабильные результаты с суммарной ошибкой

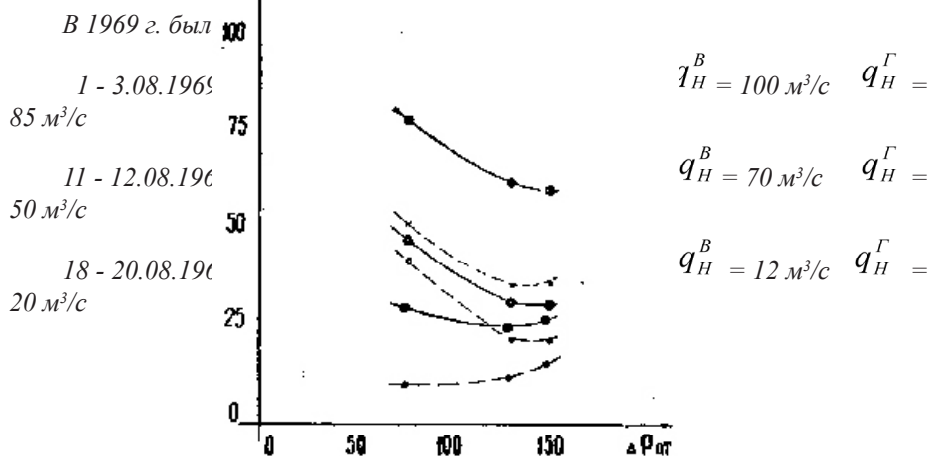


Рис. 29. Преобразованный график КПД скв. 405а Крестиками обозначены точки суммарной КПД для скважины. Светлые точки - пласт "в", темные - пласт "г". Шкала для пласта "з" на рис. справа.

Изменение давления нагнетания на головке скважины достигалось установкой штуцеров в подводящем водоводе. На излив без противодействия скважина пускалась сразу же после остановки нагнетания, так что забойные давления для всех трех режимов отличались только потерями на трение в стволе сква-

жины.

Результаты обработки по всем трем режимам даны в виде сводных графиков на рис. 30 - 31. Крестиками,

как это вообще принято для настоящей работы, обозначены данные для суммарной КПД, т.е. для всей скважины в целом; светлые точки - пласт "в"; темные точки - пласт "г". На сводных графиках даны как параметры ближней зоны (точки обведены кружочками), так и второй дальней зоны.

На рис. 30 приведены значения коэффициентов продуктивности для первой зоны по данным 20-й минуты излива и для второй зоны, как принято, по 300-й минуте.

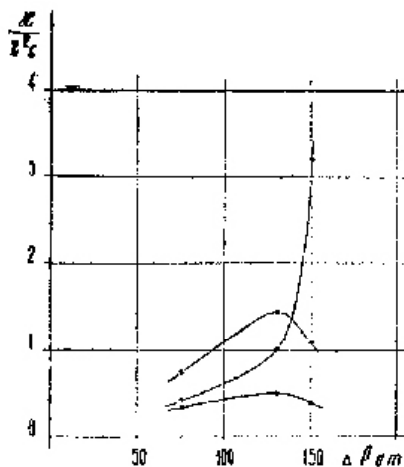
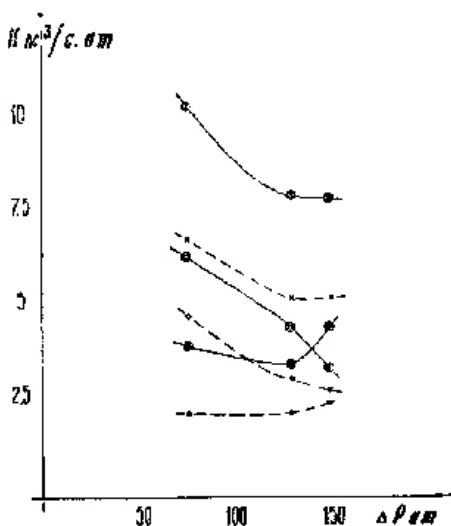
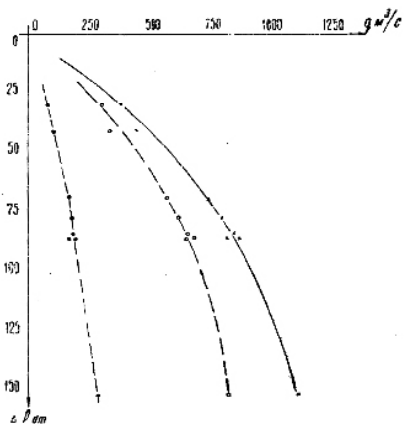


Рис. 30. Кривые зависимости коэффициента продуктивности пластов и скважины от приложенной депрессии.



Для ближней зоны - точки в кружочках, для дальней зоны - простые.

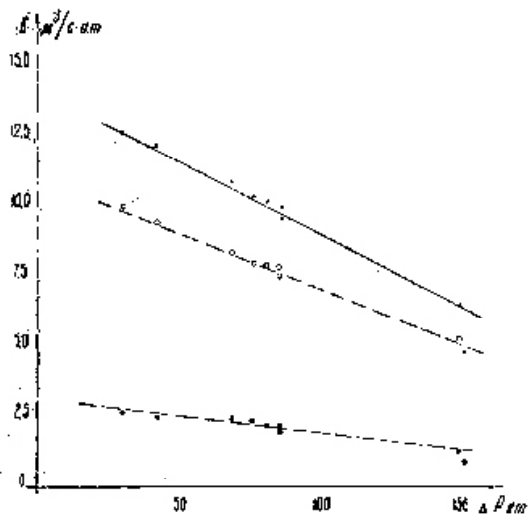
Изменения гидропроводности от депрессии приведены на рис. 31, а комп-

лекса $\frac{x}{r_c^2}$ - на рис. 32.

Из приведенных графиков нетрудно видеть, что параметры пластов меняются как у первой, так и у второй зоны. Меняется гидропроводность и приведенный радиус, а как следствие - и коэффициент продуктивности. Изменения выходят далеко за рамки ошибок опыта, т.е. вполне достоверны.

В 1970 г. была представлена вторая более подробная серия измерений. Кроме одной крайней точки с наибольшим перепадом 150 ат, все значения получены при пуске скважины на излив после длительного простоя. Изменения депрессии достигались за счет постоянного падения пластового давления во времени при наличии отбора из пластов и отсутствии нагнетания в них.

Рис. 31. Зависимости гидропроводности пластов и скважины от депрессии. Ближняя зона - пунктирная кривая, дальняя зона - сплошная.



Зависимость коэффициентов продуктивностей от перепада давления дана на рис. 34. Как для пластов «в» — светлые точки, «г» — темные точки, так и для всей скважины в целом зависимость близка к линейной. Так как продуктивность — величина аддитивная, то можно было бы не приводить данных для скважины в целом, на рисунках это сделано для облегчения сравнения с другими графиками, где фигурирует по три кривых.

На рис. 35 даны графики зависимости гидропроводности от депрессии. Форма кривых для обоих пластов не оставляет сомнения в том, что реальные коллекторы Ромашкинского месторождения деформируются под действием приложенной депрессии, а величина характеризующих их параметров является функцией перепада давления. При изменении перепада в 5 раз от 30 до 150 ат, гидропроводность пласта «г» меняется в 3 раза, а пласта «в» — в 2,5 раза. Причем зависимость обратная, чем больше депрессия, тем хуже фильтрационные параметры. Различная форма зависимостей коэффициента продуктивности (линейная) и гидропроводности (экспоненциальная), а также изменчивость комплекса говорит о том, что меняется приведенный радиус скважины и гидропроводность пласта. В одной из последующих серий измерений на скв. 2095 было выяснено, что изменения параметров пластов обратимы и не обладают гистерезисом.

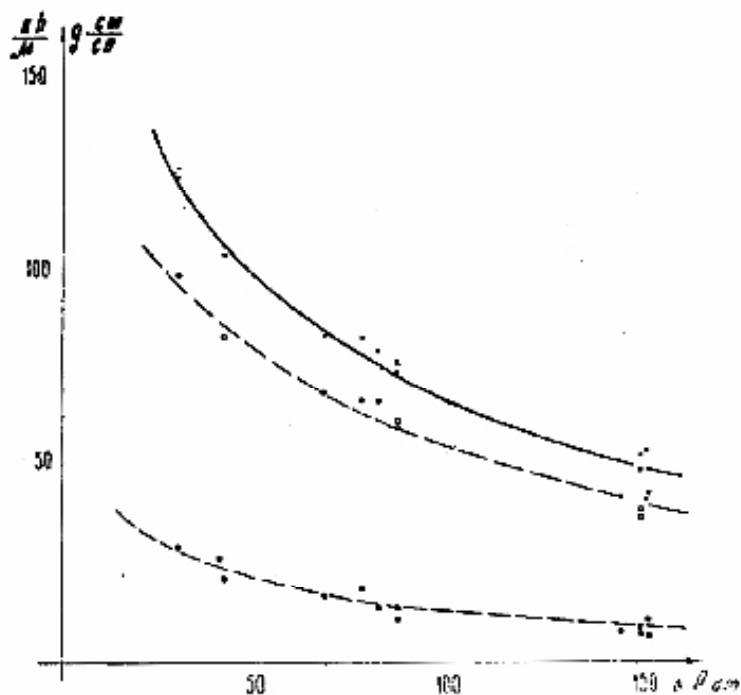


Рис. 35. Графики гидропроводностей скв. 405а в зависимости от перепада давления между пластом и забоем скважины

Теоретическое исследование фильтрации в сжимаемых горных породах ведется довольно давно [1, 8 — 10, 16, 29 и др.]. Связаны они, как правило, с вопросами обоснования гидроразрыва пластов и изменчивостью проницаемости коллектора при различной величине горного давления. Получаемые при этом зависимости $S = f(\Delta P)$ прямые, т.е. с увеличением депрессии на пласт растут и его параметры как проницаемость, так и эффективно работающая мощность.

Полученные экспериментальные графики на рис. 32 и 35 имеют обратный характер. Правда, все они получены практически при одном и том же забойном давлении $P_{заб} = 167$ ат. При их получении менялись только пластовые давления. Чтобы устранить возможные сомнения, в 1971 г. была поставлена третья серия экспериментов, когда скв. 405а, после длительной закачки с одним и тем же буферным давлением 150 ат, пускалась на излив с разными штуцерами. Естественно, что изменение перепада давления вызывалось изменением забойного давления от гидростатического в 167 ат до величины примерно в 200 ат.

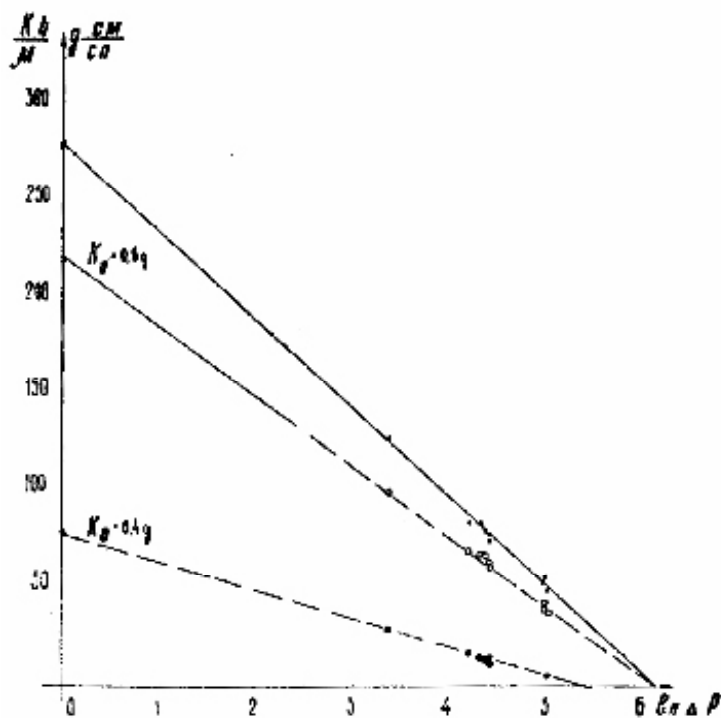


Рис. 36. Графики рис. 35 в полулогарифмической системе координат.

На рис. 37 приведены графики гидропроводности для этой серии, из которых видно, что подмеченная обратная зависимость не только сохраняется, но в количественном выражении даже усиливается. Кривые на рис. 37 идут более круто, чем, скажем, на рис. 31.

Возможны, по-видимому, 2 механизма влияния величины перепада давления на фильтрационные характеристики пласта. Первый, как уже было отмечено, связан с горным давлением и приводит к вариациям параметров коллектора за счет изменения вертикальной составляющей силы, действующей на продуктивный горизонт.

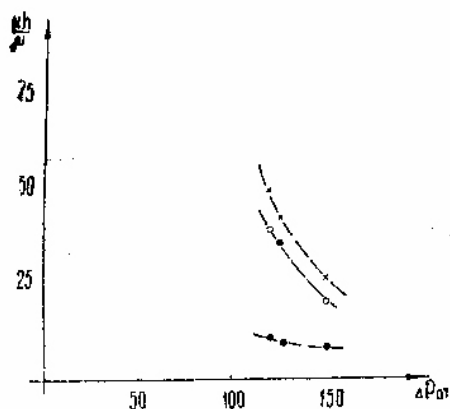
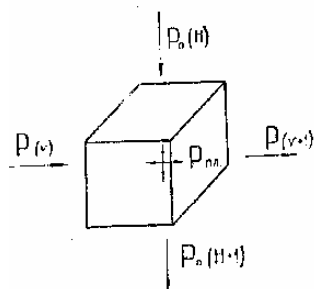


Рис. 37. Зависимость гидропроводности от депрессии скв. 405а. Измерения проведены в 1970 г. при помощи установки ограничивающих штуцеров на выкидной линии.

Рис. 38. Схема сжимающих сил, действующих на единичный элемент объема пористой среды на глубине H .



Для оценки силы сжатия рассмотрим единичный объем пористой среды, вырезанной из пласта (рис. 38). На верхнюю площадку действует сила, равная горному давлению, создаваемая весом вышележащих пород.

$$P_n = \tilde{r} \cdot H$$

(II-29)

Ей противодействует пластовое давление в порах единичного объема $P_{пл}$. Для невозмущенного открытого пласта, находящегося под гидростатическим давлением, результирующее сжимающее усилие будет равно

$$W_o = P_n - P_n^o = \tilde{r}_n \cdot H - r_B H = (\tilde{r}_n - r_B) H \quad (II-$$

30)

В окрестностях нагнетательных скважин за счет закачки избыточных объемов воды пластовое давление, как правило, выше гидростатического и, соответственно, вертикальная сила, действующая на единичный объем, будет меньше, чем у невозмущенного

$$W = P_n - P_n < W_o \quad (II-$$

31)

за счет того, что

$$P_n^o < P_n \quad (II-$$

32)

На нижнюю площадку единичного объема в обоих случаях будет действовать сила, равная горному давлению плюс вес самого кубика породы.

При пуске скважины на самоизлив давление на забое скважины скачком уменьшается до гидростатического. По мере удаления волны возмущения по радиусу от оси скважины падает оно и в самом пласте. При этом увеличивается сила сжатия пласта за счет уменьшения вычитаемого в выражении (II-31)

$$\Delta W = W_o - W(r) \quad (II-$$

33)

Эта дополнительная составляющая силы вертикального сжатия пласта может деформировать поровые каналы, т.е. воздействовать практически на все изменяемые параметры: гидропроводность, пьезопроводность, приведенный радиус и продуктивность.

Этот процесс сложный, во многом зависящий от предыстории, т.е. от того, была ли нарушена целостность цементных связей между зернами скелета пласта при закачке воды, т.е. разжиге пласта повышенным пластовым давле-

нием, или бы-ли только обратимые упругие деформации его, многократность циклов разжима и сжатия, степени нарушения зон контактов зерен, их упругих свойств и т.п.

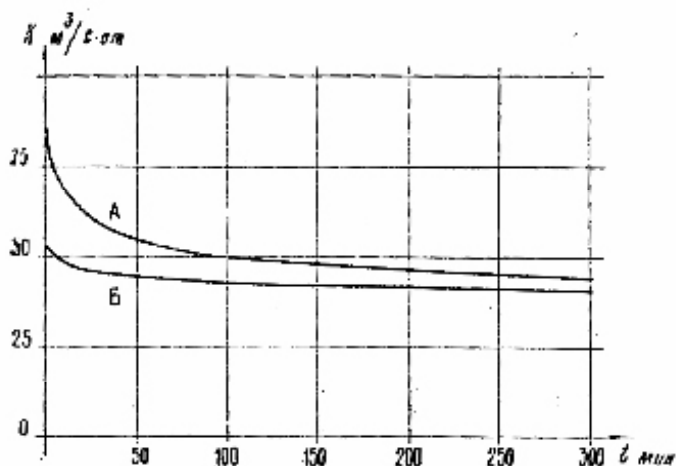
Процесс перераспределения давления не мгновенный и развивается во времени как по горизонтали, так и по вертикали, причем с разной скоростью и, естественно, влияет на временной ход КПД.

Возможно, что именно изменчивость вертикальной составляющей обжима пласта при изменении пластового давления ответственна и за изменение формы КПД при пуске скважины под закачку (рис. 15 и 16). В первые минуты после начала нагнетания жидкости в пласт идет пополнение упругого запаса в сжатом поровом объеме без его заметной деформации. По истечении 10 - 15 мин начинается его раскрытие, что приводит к росту дебита закачки (см., например, рис. 39).

По-видимому, гидроразрыв пластов начинается задолго до полной компенсации горного давления и протекает как в эволюционной, так и скачкообразной стадиях.

Второй механизм деформации горных пород связан с силами, действующими в горизонтальной плоскости. Они обусловлены потерями напора на трение при движении жидкости через скелет пористого коллектора. По своей величине они на 1 - 2 порядка уступают вертикальным, но при определенных условиях могут заметно повлиять на фильтрационные параметры.

Представление о них можно получить из потерь на трение в обсадных колоннах и НКТ. При гладкой металлической стенке и диаметрах каналов, измеряемых сантиметрами и первыми десятками сантиметров, они достаточны, чтобы их приходилось учитывать при изменениях. Но при соизмеримом пути движения в



пористой среде и в скважинах поток в среде имеет на много порядков большую площадь соприкосновения с поверхностью твердого тела по сравнению с трубами. Значит во столько же раз возрастут и потери напора на трение в среде.

Рис. 39. Графики падения во времени коэффициента продуктивности в зависимости от времени для скв. 1069 Ю.-Ромашкинской площади. А - 12.08.70 г., $P = 13,75$ ат. Б - 01.08.70 г. $P = 77,5$ ат.

В трубном пространстве рассматривается влияние поверхностного трения на сам поток и не интересуются обратной реакцией воздействия потока на трубы ввиду малости последней. В пористой среде картина может быть иной: тормозится фильтрационный поток, но при этом сжимается и среда.

Сила молекулярного трения жидкости о поверхность твердого тела квантовой природы. Одним концом она связана с молекулой жидкости, а другим - со стеклом пласта. Направленное движение молекул приводит к передаче части их кинетической, поступательной энергии пористой среде и деформации последней вдоль направления движения потока.

По аналогии с трубной гидравликой сила сжатия будет, скорее всего, пропорциональна квадрату истинной скорости движения молекул жидкости в пористой среде. В макроскопическом рассмотрении сила трения вряд ли оказывает заметное влияние на величину объема пор. Скорее всего, наиболее слабым местом оказываются все те же шейки поровых каналов, их наиболее узкие места, определяющие проницаемость среды. Естественно, что процесс, скорее всего, носит обратимый характер и не обладает гистерезисом из-за малости сил, не достигающих давлений разрушения.

Наиболее сильно работают потери на трение в призабойной зоне пласта, где скорости движения жидкости максимальны и происходят наибольшие потери на-пора. На рис. 38 представлена горизонтальная сила, сжимающая единичный объем. Она равна градиенту давления по радиусу от скважины

$$W = P_{\pi}(r) - P_{\pi}(r+1) \sim \frac{R}{r} \quad (\text{II-34})$$

и может достигать 0,1 - 0,2 ат на пути в один сантиметр.

Приведенные, весьма элементарные рассуждения, говорят о том, что для окрестностей нагнетательных скважин с большими перепадами давления продуктивный пласт представляет собой сжимаемую среду. Как и во всех предыдущих случаях при отклонении реальных пластов от идеализированных теоретических схем, необходимо вводить поправки при проведении измерений.

В работах [1 и 18] развиты математические модели сжимаемой среды и показано, что в частном случае экспоненциальной зависимости параметров от давления вида

$$k = k_o \exp a \Delta P \quad (II-35)$$

35)

все выводы обычной гидродинамики упругого режима остаются справедливыми, если вместо давления P подставить величину

$$W = \frac{1}{a} \exp[-a(P_o - P)] \quad (II-36)$$

36)

т.е. привести параметры их к какому-то единому давлению P_o [1, 18].

На рис. 36 приведена зависимость гидропроводности в виде преобразованного графика в полулогарифмической системе координат. Видно, что точки достаточно хорошо ложатся на прямую линию, указывая на экспоненциальную зависимость гидропроводности от депрессии.

Из рис. 35 и 36 можно определить параметр деформации коллектора. Для этого запишем коэффициент гидропроводности по аналогии с (II-35)

$$s = s_o \exp a(P_o - P) \quad (II-37)$$

37)

где под значениями s с нуликами будем полагать их величины при нулевом перепаде давления. В данном случае оно будет совпадать с параметрами среды под гидро-статическим давлением, т.е. с геофизическими данными по каротажу. Логарифмируя выражение (II-36), нетрудно определить

$$a = \frac{\ln s - \ln s_o}{P_o - P} \quad (II-38)$$

38)

Подставляя значения из графика на рис. 36, получим

$$\begin{aligned} a_{\Sigma} &= \frac{5.1 - 3.7}{150} = 0.9 \cdot 10^{-2} \\ a_B &= \frac{4.8 - 3.6}{150} = 0.8 \cdot 10^{-2} \\ a_T &= \frac{3.6 - 2.9}{150} = 0.5 \cdot 10^{-2} \end{aligned}$$

Величина коэффициента деформации больше для пласта “ Σ ”, чем для “ B ”. Учитывая, что пласт “ Σ ” сложен глинистыми песчаниками, это вполне правдоподобно.

Представляют интерес и значения S_o , т.е. параметры пласта без деформации. Для пласта “в” значение $h s_o^6 = 4,78$, откуда $s_o^6 = 120 \text{ д} \cdot \text{см/сн}$. При $h = 440 \text{ см}$ и $m = 1$ получаем $k_o = 0,28 \text{ д}$, величину вполне приемлемую для пластов данного типа. Для нижнего пласта “з₁” $s_o^6 = 37 \text{ д} \cdot \text{см/сн}$, что при $h = 200 \text{ см}$ и $m = 1$ дает $k_o^6 = 0,185 \text{ д}$.

Еще одним наглядным примером зависимости фильтрационных параметров пласта от депрессии могут служить графики на рис. 39. На нем нанесены кривые зависимости функции притока $K(t)$ при разных депрессиях для нагнетательной скважины 1069 Ю.-Ромашкинской площади; измерения А от 12.08.70 г. при $\Delta P = 13,75 \text{ ат}$ и Б от 1.08.70 г. при $\Delta P = 77,5 \text{ ат}$. Видно, что конечные значения почти совпадают, а начальные отличаются в 2 раза.

Выводы и рекомендации

1°. Реальные пласты песчаников и алевролитов Ромашкинского нефтяного месторождения деформируются при фильтрации по ним жидкости или газа. Величина деформации, изменяющая практически все фильтрационные параметры пласта, обладает экспоненциальной зависимостью от перепада давления и может быть охарактеризована коэффициентом деформации α .

2°. Измеренные фильтрационные параметры пласта можно сравнивать с калориметрическими данными только после приведения к нулевому перепаду давления, т.е. при отсутствии деформации коллектора.

3°. Сопоставление значений параметров, характеризующих продуктивный коллектор, необходимо проводить после приведения их к какому-то одному значению депрессии.

4°. Сам факт деформации пластов имеет большое практическое значение и требует дальнейшего детального исследования.

5°. В первом приближении для описания деформации скелета пласта может быть использована механическая модель, развитая в работах [1, 18].

6°. При эксплуатации месторождения в зависимости от коэффициента деформации необходимо находить оптимальные экономические и энергетически обоснованные перепады давления для замещения нефти водой.

7°. Вопрос о влиянии деформации коллектора на нефтеотдачу пластов остается открытым.

§ II-6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЛЕКТОРА МЕТОДОМ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ В ПЛАСТЕ

КПД представляет собой своего рода самопрослушивание пластов через забои нагнетательных скважин. Этот метод является универсальным, надежным источником дифференцированной информации по всем работающим слоям вертикального разреза продуктивного горизонта. Однако он определяет только 2 комбинации параметров, позволяя расчитать послойный коэффициент продук-

тивности на гидропроводность пласта и комплекс $\frac{\rho \cdot x}{r_c^2}$. Дальнейшее разделение

неизвестных возможно пока только для комбинации $\frac{\rho \cdot x}{r_c^2}$ с помощью методики гармонического возмущения пласта волнами давления. Это продвижение уже не носит универсального характера и применимо только для одного лучшего по своим фильтрационным свойствам пласта в разрезе, т.е. пласта-индуктора. Кроме того, в неоднородных, реальных пластах с помощью волн давления можно судить лишь о направленных значениях характеристик пласта, они, как правило, несопоставимы без усреднения с параметрами, вычисленными по КПД. Чем больше неоднородность и анизотропия пластов, тем более заметно расхождение данных, полученных этими разными методами. Методика волн давления является самой точной и высоко разрешающей в промысловой гидродинамике, но, естественно, и самой трудоемкой. За каждый шаг на пути более углубленного понимания законов природы необходимо платить более точной аппаратурой и более сложной методикой исследования.

Волновые методы в данной работе носят вспомогательный характер и использовались лишь для улучшения ориентировки в строении изучаемого участка. Связано это не столько со сложностью метода, требующего больших сил и капиталовложений, сколько с тем фактом, что остывающие пласты в разрезе, где происходит максимальная на данном этапе потеря в нефтеотдаче, не могут быть исследованы методом волн давления. Эта задача более надежно может быть решена более простым в реализации методом измерения и обработки КПД.

Физический смысл волн давления, как говорит об этом само название, заключается в подаче на вход пласта периодического перепада давления или дебита. Заполненный флюидом пористый коллектор представляет собой диссипативную среду; скорость распространения возмущения в которой определяется коэффициентом пьезопроводности и не зависит в первом приближении от мощности пласта и приведенного радиуса скважины. Степень затухания волны по радиусу

от скважины-источника, т.е. уменьшение амплитуды созданного возмущения, определяется уже всем набором фильтрационных параметров пласта. Как показывает и теория, и опыт, скорость распространения волны и степень ее затухания сильно зависят от величины периода возмущающих колебаний и резко возрастают с ростом частоты.

Задающие периодические импульсы на возмущающей скважине имеют на практике чаще всего форму, близкую к прямоугольной. А это означает, что в пласте будет распространяться целый спектр частот, начиная с первой основной гармоник и полного набора обертонов, т.е. высших гармоник на удвоенной, утроенной и т. д. частоте. Каждая из них будет иметь свою скорость продвижения и свой декремент затухания.

При практическом использовании волн давления для разных расстояний между скважинами, разных коэффициентах пьезо- и гидропроводности; а также разных амплитуд и форм задающих импульсов нужен подбор основного периода возмущающих колебаний на входе пласта.

Если период мал, т.е. частота высока, то при заданном расстоянии между скважинами как первая, основная гармоника с $n = 1$, так и все высшие быстро затухают, и сигнал не будет доходить до скважины-приемника. Если, наоборот, период велик, то не только первая, но и ряд других гармоник с различными n будут достигать ее, каждая со своей амплитудой и сдвигом по фазе. В этом случае принимаемый сигнал будет иметь сложную структуру, что затруднит расшифровку полученных результатов.

Следует отметить, что в тех случаях, когда возмущение может пройти до скважины-приемника по двум пластам с разной скоростью из-за отличия в их проводимости, сигнал снова будет искаженным. На этот раз за счет сложения двух основных гармоник с одинаковой частотой, но с разными амплитудами и фазами.

Наиболее надежные результаты при максимальной простоте обработки получаются в том частном случае, когда на скважину-приемник приходит только одна первая гармоника.

Это означает, что амплитуды более высоких гармоник успевают на данном расстоянии между скважинами уменьшиться настолько, что практически не влияют на форму периодической кривой основной частоты. В этом случае сигнал на приемной скважине имеет вид частой синусоиды с периодом, равным периоду возмущающих импульсов.

Отметим еще одну экспериментальную трудность, связанную с переходными процессами в пласте при подаче на вход периодических колебаний дебита и давления. Прием и обработка первых искаженных периодов возмущения, пришедших на скважину-приемник, требует решения задачи с начальными граничными условиями и достаточно сложного расчета. Такая методика изложена в работе

[5]. Более простые, а следовательно, и более надежные результаты получаются, когда используется не переходный, а квазистационарный процесс. Он наступает, как по-казывает практика, после прохождения по пласту 4 - 5 полных периодов колебаний давления в пласте. Теория, изложенная в [13] и § 1 - 3 настоящей работы, относится именно к этому случаю. Естественно, что он и используется при проведении экспериментов на Ромашкинском месторождении.

К изложенным предварительным значениям следует добавить, что тщательные методические натурные исследования волн давления еще не закончены. Идет изучение зависимости определяемых фильтрационных параметров пластов от вида колебаний, амплитуды и частоты задающих импульсов.

Определение параметров пласта с помощью волн давления в методическом отношении разбивается на четыре этапа и иллюстрируется в данном параграфе на примере нагнетательной скв. 3258 Абдрахмановской площади, выступающей в качестве источника колебаний. Прием волн давления проводился на эксплуатационной скв. 8979 той же площади. Обе они вскрывают один и тот же пласт "а". Параметры скв. 3258 по КПД уже были приведены в начале этой главы (рис. 8, 13, 15).

1 этап. Получение исходных данных на возмущающей скважине.

Волны давления в пласте можно возбудить тремя способами:

а. Волна возникает при периодической смене режима закачки и самоизлива воды в пласт. Положительный полупериод волны давления будет соответствовать нагнетанию воды в пласт и повышению давления в нем, а отрицательный полупериод - самоизливу и падению давления. Строгого равенства дебитов того или другого полупериода добиться практически невозможно, поэтому в пласте будет существовать еще распределение давления, обязанное наличию постоянной составляющей дебита и давления на задающей скважине. Теоретически условие на задающей скважине запишется в виде (I-18) и (I-19).

б. Для эксплуатационной скважины, когда невозможно через нее вести закачку жидкости в пласт, колебания давления в пласте могут быть получены путем периодической остановки.

в. Для нагнетательных скважин, у которых невозможен или нежелателен излив, волна давления задается пуском скважины на закачку в течение одного полу-периода и простоем ее в течение другого.

Во всех трех случаях необходимо измерять давление и дебит на забое возмущаемой скважины в течение обоих полупериодов. Особенно тщательно измеряются те колебания, волна от которых будет приниматься на скважине-приемнике после установления периодического режима работы пласта.

На рис. 40 дан график изменения дебита скв. 3258 в течение 10 - 11.08.73 г. Возмущение задается первым способом, обеспечивающим максимальную амплитуду дебита и давления в пласте.

Как видно, полупериоды кривой дебита имеют противоположные полярности. Сложная форма их вершин определяется КПД на излив после закачки и КПД закачки после излива.

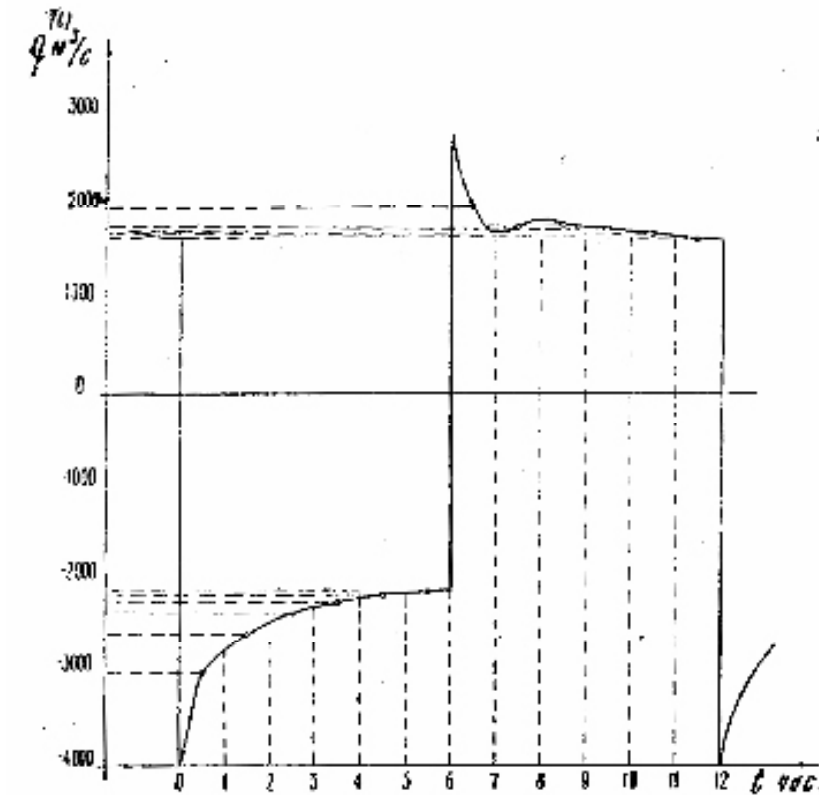
Для определения значений фильтрационных параметров пласта необходимо согласно (I-18) определить на задающей скважине: q_0 постоянную составляющую

$$w_n = \frac{2p \cdot n}{F}$$

дебита за период, q_n - амплитуды гармоник задающего сигнала, - частоты этих гармоник.

Учитывая, что как на задающей скважине, так и на скважине-приемнике идет

$$q(t) = q_0 + \sum_{k=1}^{\infty} q_k \sin \pi w_k t = -320 + 2690 \sin \pi w + 125 \sin 2\pi w + 780 \sin 3\pi w + 9 \sin 4\pi w + \dots \quad (II-39)$$



и сдвиг по фазе только у гармоник на приемной скважине. Величины q_0 , q_n и задающей волны дебита можно определить на основе приближенного гармонического анализа [3] периодической

кривой дебита (рис. 40). Временные интервалы на этом рисунке обозначены цифрами от 1 до 12. Для середины каждого выделенного интервала определяется ордината кривой. На рис. 40 за начало отсчета ординат взята линия - касательная к нижней точке периодической кривой ($q = -4000 \text{ м}^3/\text{с}$).

Вычисления по схеме [3] дают

Рис. 40. График пятого колебания изменения дебита скв. 3258. Вниз от нулевой ординаты отложен дебит излива с минусом, вверх - дебит закачки со знаком плюс. Полный период колебаний 12 часов.

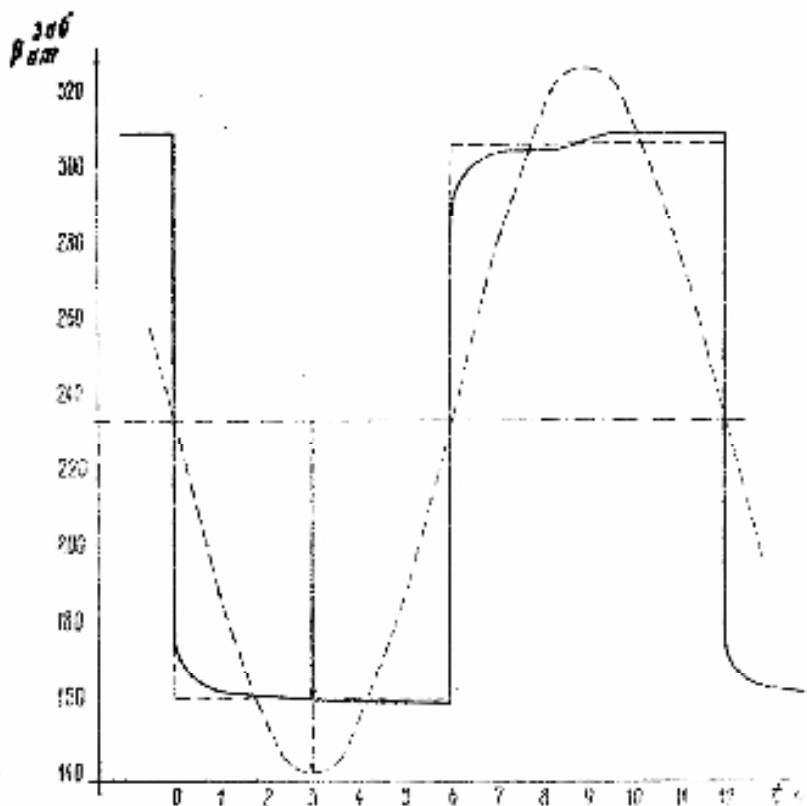
отсюда

$$q_o = -320 \text{ м}^3 / \text{с} = -3700 \text{ м}^3 / \text{сек}$$

$$q_1 = 2690 \text{ м}^3 / \text{с} = 31100 \text{ м}^3 / \text{сек}$$

Амплитуда второй и четвертой гармоник почти на 2 порядка величин меньше, чем у первой и не может заметно повлиять на результаты измерений. А вот третья - нечетная гармоника - в данном примере с 12-часовым периодом, имеет достаточно большую амплитуду и с ней следует считаться при практических

расчетах. Для близкой к прямоугольной форме задающих колебаний именно она, третья гармоника, вынуждает обычно ограничивать период и амплитуду на



возмущающей скважине до нижнего предела, сигнал от которого еще можно уловить на скважине-приемнике.

На рис. 41 приведена кривая изменения забойного давления на скв. 3258 в течение того же пятого задающего колебания 10 августа 1973 г. В первый полупериод, когда идет излив, эта кривая не достигает постоянного гидростатического давления на забое только благодаря потерям напора в стволе скважины на трение ($H_a = 1560$ м). Во второй полупериод при закачке давление на забое определяется не только потерями напора на трение в стволе скважины, но и давлением на головке скважины, развиваемом КНС. Необходимые для расчетов параметры задающей скважины по давлению (I-19) можно найти, используя все ту же методику приближенного гармонического анализа периодической кривой [3]. Однако можно воспользоваться и более простым соотношением, если построить

на базе приведенной кривой 2 эквивалентных по площади прямоугольника. Они на рис. 41 даны пунктиром. Среднее за период давление в этом случае определится сразу, как полусумма ординат обоих прямоугольников.

$$P_{\omega} = \frac{162 + 308}{2} = 235 \text{ ат}$$

Амплитуда гармоник прямоугольных импульсов, согласно все тому же справочнику по математике [3, стр. 499], будет больше амплитуды прямоугольников на величину π , откуда для $n = 1$

$$P_{c1} = \pi \frac{4}{\pi \cdot 1} = 4 \text{ ат}$$

Величина амплитуды третьей гармоники будет в 3 раза ниже, т.е.

$$P_{c3} = \pi \frac{4}{\pi \cdot 3} = \frac{4}{3} \text{ ат}$$

а пятой - в 5 раз меньше и т.д. У идеальных прямоугольников четные гармоники отсутствуют.

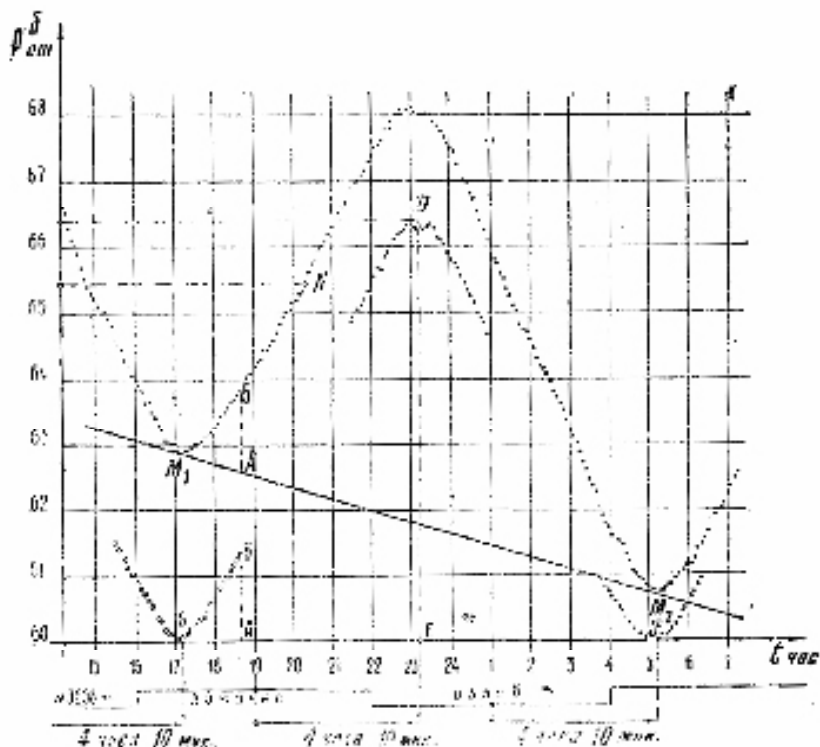
Рис. 41. График изменения законного давления на скв. 3258 от 10.08.73. Амплитуда эквивалентного прямоугольника 73 ат. Амплитуда первой гармоники (пунктирная кривая) 93 ат. Среднее давление за период $P_{\omega} = 235 \text{ ат}$.

Как у кривой дебита, фазу периодической кривой давления на задающей скважине можно положить равной нулю и учитывать сдвиг по фазе только у кривой на приемной скважине.

Запуск волн давления двумя другими способами, указанными выше, в принципе не отличается от описанного. Форма импульсов будет близка к прямоугольной.

Для однопластовых скважин с хорошо известным коэффициентом потерь напора на трение измерения дебита и давления можно производить на устье скважин с последующим пересчетом экспериментальных кривых к забойным условиям. Для многопластовых систем со сложным распределением дебита закачки и излива по пропласткам продуктивного горизонта все измерения дебита должны производиться послойно, для каждого изолированного пропластка отдельно. Кривая изменения давления на забое может быть общей. В расчет идет только амплитуда первой гармоники дебита того пропластка, по которому задающая скважина связана со скважиной-приемником. Любые межпластовые заколонные перетоки будут искажать истинную картину. Поэтому в многослойных системах до запуска волн давления необходимо предварительное исследование

пластов с передающей и приемной стороны с целью выделения гидродинамических взаимодействующих интервалов горизонта. Задача эта не всегда бывает простой, особенно если имеются 2 или более близких по своим характеристикам пласта между скважинами. В спорных случаях расчет проводится по всем таким пластам, и выбор осуществляется, исходя из каких-то дополнительных данных



и конкретной обстановки.

II этап. Получение исходных данных на скважине-приемнике. Для приема волн давления скважина-приемник должна быть изолирована от всех промысловых коммуникаций установкой заглушек на трубопроводах с тем, чтобы любые изменения давления в линиях не мешали приему очень слабых сигналов по пласту. Как показывает опыт, регистрацию пришедшего сигнала можно вести как на забое дистанционными манометрами, так и на устье. Сигнал в виде переменного давления распространяется по стволу скважины со скоростью звука в воде и с весьма малым затуханием, которым можно пренебречь. При регистрации волн давления устьевыми манометрами у них должна быть предусмотрена либо

термостабилизация, либо должны быть известны температурные поправки. Это связано с тем, что периоды волн давления исчисляются многими часами и сутками, в течение которых внешняя температура среды может меняться на 10 - 15 С. Такие колебания температуры могут повлиять на точность съема принимаемых сигналов.

Согласно теории, изложенной в § I-3, для определения направленных фильтрационных параметров пласта на скважине-приемнике должна быть зафиксирована волна изменения давления, описываемая выражением (I-20)

$$P(R) = P_o + \sum_{n=1}^{\infty} P_n \sin(\omega - \varphi_n) \quad (I - 20)$$

20)

По полученной волне давления экспериментально определяется:

1) P_o - постоянная составляющая давления на скважине-приемнике; 2) P_{0n} - амплитуды гармоник пришедшего сигнала; 3) φ_n - сдвиг по фазе пришедшего сигнала по отношению к задающему.

На рис. 42 приведен результат измерений буферного давления на скв. 8979 в течение 10 и 11 августа 1973 г., т.е. в момент приема 5 и 6 периодов колебаний от возмущающей скв. 3258. Измерения велись с интервалами в 5 минут. По оси абс-цисс отложено реальное время в часах, а по оси ординат - значение буферного давления.

Рис. 42. Форма сигнала на скважине-приемнике волн давления состоит из постоянной и периодической составляющих. M_1M_2 - прямая, аппроксимирующая отрезок логарифмической кривой падения дебита, SDF - экстремумы чисто периодической части кривой. ED - амплитуда первой гармоники приемного сигнала. Снизу показана схема определения сдвига сигнала по фазе относительно задающих колебаний.

1. Определение постоянной составляющей давления P_o не представляет труда. Оно равно среднему значению давления за полный период зачетного пятого колебания. Среднее значение находится на половине расстояния между экстремумами и равно 65,45 ат. При глубине залегания пласта "а" в 1566 м давление в пласте равно

$$P_o = P_E + \gamma H = 6,5 + 156,6 \approx 222 \text{ м}$$

2. Определение амплитуд гармоник пришедшего сигнала - задача несколько более трудная. Благодаря тому, что на задающей скв. 3258 дебиты закачки и излива не совпадали друг с другом, на пласт, наряду с переменной составляющей,

действовала и постоянная составляющая дебита излива $q_0 = 320 \text{ м}^3/\text{с}$ (рис. 40), которая обуславливает неуклонное падение давления в пласте за счет непрекращающегося отбора жидкости из него. На скважине-приемнике фиксируется суперпозиция этих двух процессов: логарифмическая кривая постоянного падения давления и переменная часть в виде суммы синусоид. Поэтому получить на практике горизонтальную чисто периодическую кривую сигнала можно только в очень редком случае.

Прямой отсчет амплитуды и сдвига по фазе из графика на рис. 42 дает ощутимые ошибки, связанные с перекосом положительного и отрицательного полупериодов. Для дальнейших определений необходимо выделить из общей кривой чисто периодическую часть сигнала. С этой целью можно решить задачу на ЭВМ или найти амплитуду и фазу гармоник, разлагая кривую на рис. 42 в ряд Фурье, как это было сделано для задающего периодического сигнала. Однако с достаточной для промышленной практики точностью это можно сделать графически на рисунке. В первом приближении участок кривой постоянного падения давления можно аппроксимировать прямой линией, соединяющей 2 последовательных максимума или минимума кривой сигнала (прямая M_1M_2 на рис. 42). Для этого приходится снимать на скважине-приемнике не 2 полупериода колебаний, а, как минимум, 3. Периодическая часть сигнала отсчитывается от этой линии M_1M_2 . На рис. 42 результаты этих отсчетов для трех экстремумов нанесены в виде трех кусков кривых от нулевой ординаты в 60 ат. Гармонический анализ получающейся периодической кривой показывает, что она практически целиком состоит из чистой синусоиды с основным периодом в 12 часов, т.е. является результатом распространения в пласте только первой - основной гармоники задающих колебаний. Амплитуда ее, как не трудно видеть из чертежа на рис. 42, равна $P_{c1} = 3,2 \text{ ат}$ - отрезок $ED/2$.

3. Для определения сдвига по фазе необходимо сопоставить во времени положение первой гармоники задающего и принятого сигнала и определить время, затраченное сигналом на прохождение расстояния между скважинами, т.е. запаздывание сигнала в долях периода. Чтобы не ошибиться на величину целого периода, регистрируемый период должен быть меченым, т.е. точно соответствовать какому-то периоду на задающей скважине. При первых измерениях это достигается тем, что регистрируются сигналы, приходящие от возмущающей скважины после перевода ее на периодический режим работы. При этом, естественно, устанавливается однозначное соответствие периодов. В дальнейшем, зная примерные параметры пластов, можно оценить время запаздывания сигнала по формулам (I-21). В спорных случаях, когда задающая скважина уже длительно работает в циклическом режиме и неизвестны, даже ориентировочно, параметры пластов, нужно сделать метку на одном из полупериодов заметным искажением формы сигнала и поймать на скважине-приемнике искажающую гармонику меченого периода.

$$v_1 \rightarrow 4 \text{ часа} \rightarrow 15000 \text{ сек} \rightarrow 0,695 \text{p}$$

III этап. Определение расстояния R между забоями скважин.

Скв 3258 имеет высоту $A = 118,1$ м и залегание пласта "а" (1555,6 - 1563,0 м). Ствол при бурении искривлен с выносом забоя на расстоянии $d_l = 20,4$ м относительно устья с азимутом 210° .

На рис 43 дана схема расположения устьев и забоев на горизонтальной плоскости при пренебрежении незначительной разницей в глубинах залегания центров пласта “а” в обеих скважинах. За счет удачного относительного расположения скважин их устья и забои лежат на катетах прямоугольного треугольника, гипотенуза которого является искомой величиной R . Для расчета необходимо знание R_v

- расстояния между устьями этих скважин. Их можно взять из топографических планшетов, карт расположения скважин или из непосредственных измерений. В данном случае измерения проводились кабелем дистанционных глубинных приборов станции ЭДИПС-КГУ по мерному отсчетному ролику. В общем случае для вычислений с точностью до четвертого знака нужно решать пространственную задачу для нахождения кратчайшего расстояния между забоями по средней линии исследуемого пласта. Следует при этом заметить, что нет никакой гарантии, что волна пойдет именно по этому кратчайшему пути. В неоднородном по проницаемости пласте кратчайший путь идет по линии максимальной пьезопроводности, которая может заметно отклоняться от прямой

	№ п/п	Индекс	Наименование	Значение	λ	σ	φ	φ'
Забойная скважина	1	q_0	постоянная составляющая дебита	3700 см ³ /сек			+	+
	2	q_1	амплитуда первой гармонической дебита	31100 см ³ /сек			+	+
	3	F	период первой гармонической	43200 сек				
	4	P_0	постоянная составляющая давления	235 ат	+		+	
	5	P_1	амплитуда первой гармонической давления	93 ат				+
Приемная скважина	6	P_0	Постоянная составляющая давления	222 ат			+	
	7	P_1	амплитуда первой гармонической давления	3,2 ат		+	+	+
	8	v_1	сдвиг по фазе сигнала	0,695 м	+	+	+	+
	9	R	расстояние между забоями скважин	34900 см	+		+	+

зопроводности и гидропроводности нужны также по 3 измеренным величины. Анализ правой части таблицы 13 показывает, что максимум информации дает измерение времени прохождения сигнала между скважинами или сдвиг по фазе (№ 8). Он входит во все 4 формулы и определяется, к счастью, с наибольшей точностью.

Согласно полученным экспериментальным данным, пьезопроводность (I-21) запишется в виде

$$\bar{x} = \frac{\rho \cdot R^2}{F(v_1 - \frac{\rho}{8})^2}, \bar{x} = 27600 \text{ м}^2 / \text{сек} \tag{II-40}$$

В этом выражении учитывается сдвиг по фазе только первой основной гармоники периодического сигнала. По изложенным выше условиям эксперимента,

этот сдвиг по фазе I будет меньше одного полного периода колебаний, поэтому числовые коэффициенты a и b в выражениях (I-21), (I-22), (I-23) и (I-24) будут равны нулю.

Таблица 13

На основании тех же соображений упростится и выражение для гидропроводности (I-22)

$$\bar{s} = \frac{q_1 \exp\left(\frac{p}{8} - v_1\right)}{D \cdot P_{ol} \sqrt{v_1 - \frac{p}{8}}}, \bar{s} = 203 \delta \cdot m / a \quad (II-41)$$

41)

$$D = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot \sqrt[4]{2} \cdot \sqrt{p} = 5,9$$

где

В формуле (I-23), определяющей приведенный радиус скважины, кроме уже указанных упрощений, можно провести замену с учетом выражения (II-41)

$$r_c^q = R \cdot p \left[\frac{2\vec{p} \cdot s (P_o - P_o)}{q_o} \right], r_c^q = 400 \text{ см} \quad (II-42)$$

42)

Можно воспользоваться и вторым выражением (I-24). Все зависит от того, какие составляющие в выражениях (I-23) и (I-24) получены более точно в данном

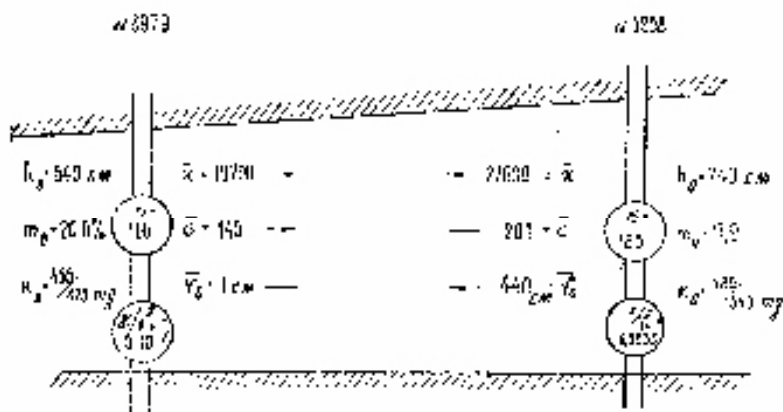
эксперименте.

Выводы и рекомендации

1°. Волны давления, как наиболее точный и информативный метод промысловых исследований, в неоднородных пластах дают направленные значения только для одного, лучшего по своим фильтрационным свойствам, пласта или слоя в перфорированном разрезе продуктивного горизонта.

2°. При произвольной форме возбуждающих пласт колебаний давления и дебита для измерений основное значение имеют параметры первой гармоники возмущающих импульсов. Ее амплитуда для практически реализуемых импульсов с формой близкой к прямоугольной будет значительно больше, чем размах реальной кривой возмущения.

3°. Для конкретных условий эксперимента должны подбираться и соответствующие параметры возмущающих колебаний с тем, чтобы получить надежный по величине и чистый по форме сигнал на скважине-приемнике.



4°. Из двух выражений для приведенного радиуса скважины предпочтение нужно отдать (I-23). Выражение (I-24) весьма сильно зависит от точности определения постоянного перепада давления между скважинами и особенно от величины постоянной составляющей по дебиту. Учитывая, что в оба эти выражения входит полный набор экспериментально определяемых параметров, совпадение вычисленных значений говорит о правильности исходных данных.

§ II-7. ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ АНАЛИЗА УЧАСТКА

Для лучшего по своим параметрам пласта в разрезе продуктивного горизонта возможно получение наиболее полной информации как о его строении, так и фильтрационных свойствах. Эта возможность возникает при совместном исследовании его как методом КПД, так и волнами давления в прямом и обратном направлениях. В частном случае однородного изотропного пласта полученные экспериментальные характеристики дают полный набор, обеспечивающий решение многих практических задач эксплуатации месторождения. Для реальных пластов картина сложнее и чем больше отклонение от однородности, тем большая неопределенность будет возникать при расчетах.

К сожалению, девонские пласты Ромашкинского месторождения, как уже неоднократно подчеркивалось, весьма далеки от однородности. Убедительным примером может служить тот же участок между скв. 3258 и 8979 Абдрахмановской площади, который был разобран в предыдущем параграфе. На рис. 44 нанесен участок пласта "а" между этими скважинами. Справа и слева на краях рисунка приведены начальные геофизические данные об этом пласте, из которых можно заключить, что мощность пласта на этом участке достаточно выдержана. Об этом же говорят и данные по скважинам, окружающим эту пару в других: направлениях. Максимальная мощность в 740 см соответствует скв. 3258. От нее идет постепенное плавное уменьшение до 4 - 6 м, за исключением восточного направления, где она сохраняется. Проницаемости пласта в обеих скважинах: близки друг к другу. Пористость несколько меньше в районе скв. 3258. В целом, по геофизическим данным каротажа, пласт на рассматриваемом участке близок к однородному.

Рис. 44. Полный набор фильтрационных параметров для интервала между скв. 3258 и 8979 Абдрахмановской площади. В кружочках даны значения полученные из КПД.

В кружочках на оси скважин нанесены гидропроводность и комплекс $\frac{x}{r_c^2}$, полученные по данным КПД для обеих скважин. Числа со стрелками наверху дают значения соответствующих направленных параметров, полученных методом волн давления в обоих направлениях. На эксплуатационной скв. 8979 волны давления создавались путем периодической остановки и пуска скважины в эксплуатацию. В остальном расчет полностью аналогичен тому, что был приведен в § II-6. Как вид-но, сведений достаточно много, и они разноречивы.

I. Сопоставление измеренных величин с каротажными данными

Скв. 3258. Из пористости и проницаемости с учетом полного заполнения пласта водой можно найти начальную гидропроводность, которая будет равна

$$s_o = \frac{k_o h_o}{m} = 356 \div 250 \text{ д·м} / \text{м}$$

. Для верхнего значения использовалась проницаемость, рассчитанная по методике Долиной, внизу - по методике ТамНИПИ. Сопоставление с измеренными данными на рис. 44 говорит о том, что реальная гидропроводность примерно в 2 раза хуже, чем вычисленная из каротажных данных. Возможны 3 варианта причин расхождения: а) неверно определены сами величины S и S_o ; б) реальная мощность пласта меньше, чем h_o ; в) вязкость пластовой жидкости больше, чем у воды, т.е. реальная $m > 1$. Скорее всего в той или иной степени справедливы все 3 перечисленные причины.

Скв. 8979. Картина вполне аналогичная: $S_o = 290 \div 305 \text{ д·см/см}$ примерно вдвое больше измеренной (рис. 44). Причины, очевидно, те же. Нужно отметить, что для скв. 3258 эффективно работающая мощность пласта, как это видно из профиля рис. 13, совпадает с h_o . Для скв. 8979 такого совпадения нет. В этой скважине приток сосредоточен в двух узких интервалах по одному метру в кровле и подошве пласта. Однако, как уже говорилось, это не дает возможности распространить эту особенность на весь участок пласта между скважинами.

II. Сопоставление параметров, полученных из КПД с направленными

Скв. 3258. Направленная гидропроводность выше круговой, что говорит о наличии анизотропии пласта. Учитывая, что в двух перпендикулярных направлениях мощность пласта падает быстрее, чем по выделенному, такое расхождение вполне объяснимо. Для дальнейшего, допуская определенную неточность, можно принять, что направленная пьезопроводность равна круговой. Это позволяет

расценить комплекс $\frac{x}{r_c^2}$ и определить из него круговое значение приведенного радиуса скважины. Как и следовало ожидать, получаются совпадения по порядку величины $\vec{r}_c = 440$ см, а $r_c = 660$ см.

Скв. 8979. Направленная гидропроводность наоборот ниже круговой. Причина не ясна. Круговой приведенный радиус скважины, вычисленный по направлению пьезопроводности, равен $r_c = 0,02$ см, что значительно хуже $\vec{r}_c = 1$ см.

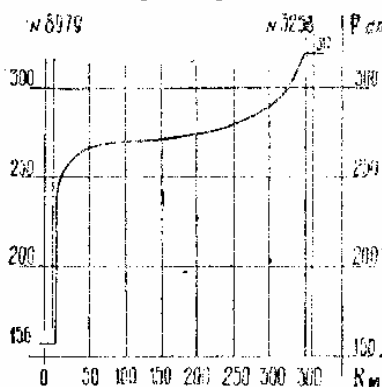
III. Анализ двухсторонних данных о пласте

На данном участке реализуется наиболее сложная комбинация

$$\vec{x} \neq \bar{x} \text{ и } \vec{s} \neq \bar{s}$$

Это означает, что пласт неоднороден по проницаемости и более худшая часть расположена вблизи скв. 8979. Отношение пьезопроводности

$$\frac{\vec{x}}{\bar{x}} = \frac{27600}{18179} = 1,4$$



Аналогичную величину дает и отношение

$$\frac{\vec{s}}{\bar{s}} = \frac{203}{145} = 1,4$$

Косвенно можно предположить, что причина расхождений у обоих параметров одна и та же, а именно: отличие в проницаемостях, точнее в проводимостях $\frac{k}{m}$, при примерном равенстве величины эффективно работающей мощности. Найти h можно по известной упругоэмуемости коллектора

. Если воспользоваться величиной $b^ = 2,3 \cdot 10^{-5} \text{ л/ат}$ (см. следующую главу), то $h \sim 320 \text{ см}$, а проводимость $0,635 \text{ д}$ и $0,450 \text{ д}$ близки к коротажным.

IV. Сопоставление параметров скважин

Анализ участка между двумя скважинами показал, что скв. 8979 расположена в несколько худшей по своим свойствам части пласта, однако ее круговая гидропроводность близка к круговой гидропроводности скв. 3258. Заметное различие имеется лишь в значениях приведенных радиусов: доли сантиметра у одной и несколько метров у другой. Это порождает и большую разность в продуктивностях скважин - $K = 6,2 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{ат}$ у скв. 8979 и $K = 22,4 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{ат}$ у скв. 3258. При отношении проницаемости пластов всего в 1,4, продуктивность отличается в 3,5 раза. Вот убедительный и яркий пример того, как необходимо определение в промысловых условиях реальных приведенных радиусов. Из-за плохого освоения скв. 8979 или по каким-то другим причинам, ее малый радиус снижает продуктивность в 3 раза по сравнению с возможной величиной. Если восстановить нормальную продуктивность скв. 8979, то это эквивалентно бурению 2 - 3-х новых скважин с продуктивностью $6 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{ат}$. Говоря другими словами, на восстановление или, еще лучше, на получение с самого начала нормальной или повышенной величины приведенного радиуса можно затрачивать суммы, равные стоимости бурения и обустройства 2 - 3-х новых скважин.

Наличие численного значения коэффициента пьезопроводности позволяет оценить размер бассейна влияния данной скважины (I-11). Так, для $t = 300 \text{ мин} = 1800 \text{ сек}$ зона, охваченная измерениями, для скв. 3258 будет равна

$$r_t = 660 + \sqrt{3.4 \cdot 27600 \cdot 18000} = 40100 = 401 \text{ м}$$

а для скв. 8979

$$r_t = 1 + \sqrt{3.4 \cdot 19700 \cdot 18000} = 33300 = 333 \text{ м}$$

В свою очередь, значения гидропроводности и приведенного радиуса скважин позволяют рассчитать (рис. 45) распределение давления в пласте вокруг скважины при ее работе в стационарном режиме (I-14).

Рис. 45. Распределение давления по пласту в интервале между нагнетательной и эксплуатационной скважинами.

Глава III

ИЗМЕНЕНИЕ ВО ВРЕМЕНИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

§ III-1. НАЧАЛЬНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО УЧАСТКА КГУ ПО КАРОТАЖНЫМ ИЗМЕРЕНИ- ЯМ

Предыдущая глава была посвящена частным вопросам отработки методики промысловых гидродинамических исследований. Для наиболее наглядной иллюстрации тех или иных положений использовались данные измерений и скважинах по всей территории громадного Ромашкинского месторождения. Однако даже при таком большом выборе не всегда удавалось подобрать пример, в котором иллюстрируемая зависимость выделилась бы в чистом виде. Слишком сложен в своем строении природный объект и несовершенны методы его инструментального исследования.

Для детального изучения изменчивости параметров пластов во времени при длительной эксплуатации был выбран участок в разрезающем ряду, разделяющем Южно-Ромашкинскую и Лениногорскую площади. Выбор его не преследовал каких-либо специальных целей. Основным критерием в данном случае служила близость выбранных скважин к расположению летней базы КГУ на Ромашкинском месторождении. В течение первых десяти лет работы (1956 - 1965 гг.) база КГУ была расположена на скв. 79 Ленино-горской площади. Во второе десятилетие она была перенесена на скв. 77 Южно-Ромашкинской площади.

На рис. 46 дана схема расположения скважин на участке. На первом этапе исследований, когда экспериментальные возможности измерений были ограничены одной-двумя машинами, участок сводился к трем нагнетательным скважинам: 2096, 503 и 2097.

С 1964 г. с ростом финансирования, когда увеличилось число сотрудников, привлеченных к этой теме, участок был расширен на запад до скв. 1075 и включал в себя уже 12 объектов только в нагнетательном ряду. Многочисленные исследования показали, что случайно выбранный участок вполне представительен для всего месторождения. Он удачно расположен в переходной зоне от нейтральных наиболее продуктивных площадей Ромашкинского месторождения к периферий-

ным. По нему проходит как внешний, так и внутренний контур ВНК. На одной стороне от нагнетательного ряда находилась Южно-Ромашкинская площадь с плотностью сетки эксплуатационных скважин в 24 га на скважину, на другой - Лениногорская с другим экстремальным значением в 64 га на скважину.

В первый период после начала работ по данной теме была предпринята попытка охватить систематическими глубинными исследованиями как нагнетательные, так и эксплуатационные скважины участка, вторые - хотя бы выборочно. Однако это оказалось практически не под силу малочисленному коллективу. Заметное влияние на отказ от изучения коллекторов в эксплуатационных скважинах оказало как отсутствие в них охлаждения в обозримом будущем, так и слабость г/д методов, которые, как показали первые опыты, не могли обеспечить однозначных результатов даже в нагнетательных скважинах, не говоря уже об эксплуатационных. А ведь система пласт - скважина, заполненная водой, во много раз проще, чем безводная нефтяная скважина, не говоря уж об обводненном пласте. В числе других факторов учитывалось, отключение обводненных скважин, изоляция в них части интервалов, переход на механизированный способ добычи и

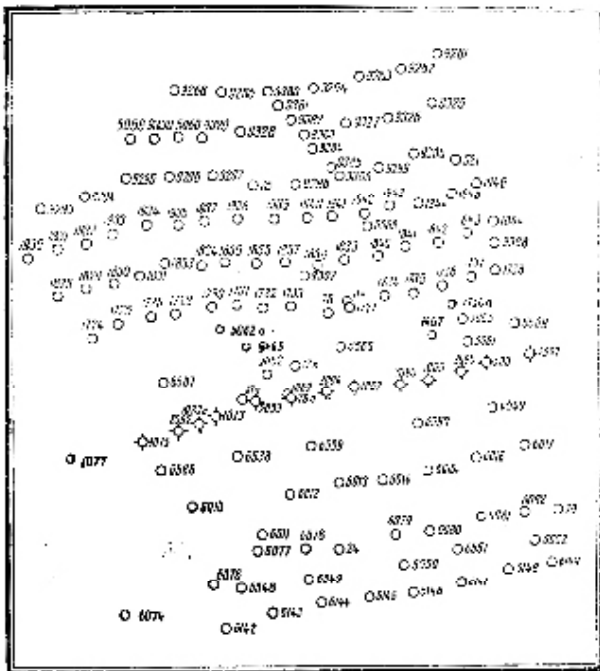


Рис. 46. Схема размещения нагнетательных и эксплуатационных скважин на экспериментальном участке КГУ, расположенном на стыке Ю-Ромашкинской и Лениногорской площади.

На этом фоне нагнетательная скважина, являющаяся центральным объектом при разработке месторождения с внутриконтурным заводнением, обеспечивающая как темп выработки пластов, так и их избирательность по вертикальному разрезу, была бесспорно привлекательным объектом. Она же задает как темп, так и характер охлаждения продуктивного горизонта и практически почти целиком определяет нефтеотдачу пластов.

Таблица 14

№ скваж.	Плотн.	А, м	Уг, м	Выкрас	h, см	ПС, г/см ³	ρ, г/см ³	h _н	Уг, м	Примечание
1097	а	109,1	1,18	1600,8 — 1607,8	700			0,10	0,60	
	а			1609,0 — 1607,8	0			0,218	0,591	
	г			1605,1 — 1607,8	760			0,25	0,510	
	д			1607,0 — 1607,8	0					
	а	157,9	0,28	1618,1 — 1622,8	0		0,0	0,2	0,750	
	а			1627,6 — 1626,6	200		160	0,211	0,805	
	а			1629,6 — 1610,0	0		160	0,211	0,875	
	а			1610,0 — 1619,6	520		160	0,190	0,800	
	н			1619,6 — 1620,8	1120		110	0,217	0,700	
	а	185,7	0,55	1600,1 — 1608,0	780	0,0	—	0,10	—	Н.А.
1096	а			1609,8 — 1609,0	660	60	16	0,218	0,256	НП
	г			1607,6 — 1609,8	120	70	0,0	0,25	0,090	НП
	д			1607,0 — 1609,0	0	70	—	0,25	—	НП
	а	199,67	1,86	1608,0 — 1605,0	660		100	0,218	0,801	НП
1065	а			1605,0 — 1608,0	900		100	0,218	0,801	НП
	н			1608,0 — 1609,0	0		25	0,215	0,287	
	а	217,7	0,61	1608,8 — 1601,0	260		90	0,209	0,617	НП
	а			1608,0 — 1609,0	600		70	0,219	0,562	
1095	а			1609,1 — 1609,8	760		6,5	0,212	0,60	
	г			1609,0 — 1700,0	800		0,5	0,210	0,006	
	а	220,1	1,56	1607,1 — 1608,6	100			0,16	0,200	
	а			1605,0 — 1700,0	500			0,215	0,500	
1067	а			1701,0 — 1707,0	0			0,201	0,570	
	а			1711,1 — 1717,0	620			0,2	—	
	а	255,55	0,11	1726,8 — 1710,0	120		15	0,101	0,150	
	а			1711,1 — 1719,2	600		65	0,157	0,225	
1069	а			1701,6 — 1705,2	760		15	0,167	0,096	
	а	267,7	1,12	1718,8 — 1700,0	260		27	0,10	0,096	
	а			1700,0 — 1700,0	600		65	0,25	0,680	
	г			1700,0 — 1701,0	660		65	0,25	0,680	
1091	а	260,21	0,06	1726,8 — 1729,0	260			0,178		
	а			1722,0 — 1717,2	120			0,178		
	а			1719,2 — 1700,0	120		20	0,15	0,097	
	а			1700,0 — 1700,2	100		25	0,19	0,217	
1071	а	270,0	0,68	1700,0 — 1700,0	1100		70	0,202	0,198	
	а			1710,8 — 1712,8	200		20	0,170	0,065	
	а			1712,8 — 1716,8	0		20	0,168	0,117	
	а			1700,0 — 1706,8	200		70	0,177	0,225	

Радиус действия КПД, как одного из основного методического приема исследования, распространяется на 300-минутный интервал не более чем на 300 - 400 м от забоя возмущающей скважины. Учитывая это, геологическое строение участка вполне может быть охарактеризовано вертикальным профилем вдоль нагнетательного ряда, данным на рис. 47. На этом рисунке нанесено строение участка так, как оно дается в промысловой документации на основании данных геофизических измерений после бурения и опыта, накопленного геологической службой НГДУ (Лениногорскнефть). В таблице 14 к рис. 47 собраны значения мощностей пластов в скважинах, их пористость и проницаемость, вычисленные из геофизических измерений.

На экспериментальном участке КГУ имеется полный набор скважин, характерных для Ромашкинского месторождения. Среди них уникальные и лучшие по своим коллекторским свойствам скв. 503, 1069 и, наоборот, скважины типа 2092, 1073, 1075, пласты которых, несмотря на все усилия, либо не принимают воду совсем, либо берут ее в весьма ограниченном количестве. Участок с востока ограничен практически непроницаемой зоной, лежащей в интервале между скв. 503 и 2097. На западе аналогичная непроницаемая, или, точнее, слабо проницаемая, зона начинается со скв. 1073 до конца участка. Как будет видно из дальнейшего изложения, разрыв проницаемых пластов имеется как между скв. 2095 и 1067, так и между скв. 2093 и 1073, хотя по профилю на рис. 47 этих разрывов не видно. Все это приводит к тому, что участок разбит на ряд не связанных между собой объектов разработки как по вертикали, так и по простиранию. Беглый анализ их выработки дан в V главе.

Ввод скважин в разработку на участке и перевод их из эксплуатационных в разряд нагнетательных в 1959 - 1961 гг. совпал с началом исследований. Пласты в радиусе действия КПД были еще частично нефтенасыщенными и температура их - переходной от начальной пластовой до температуры закачиваемой воды.

Начиная с 1964 г., данные относятся уже к полностью установившемуся температурному режиму и водному заполнению пластов-индукторов в исследуемой зоне.

В последующих параграфах данной главы будут рассмотрены результаты исследований отдельных скважин участка по годам, без коррекции связей между самими скважинами. Естественно, что первыми будут рассмотрены скв. 503, 2096, 2097, с которых начались исследования на участке. Сводные таблицы результатов измерений по всем скважинам участка даны в приложении.

§ III-2. СКВАЖИНА 503

Это основная, задающая темп разработки скважина на участке. Пробурена в

июне 1952 г. к

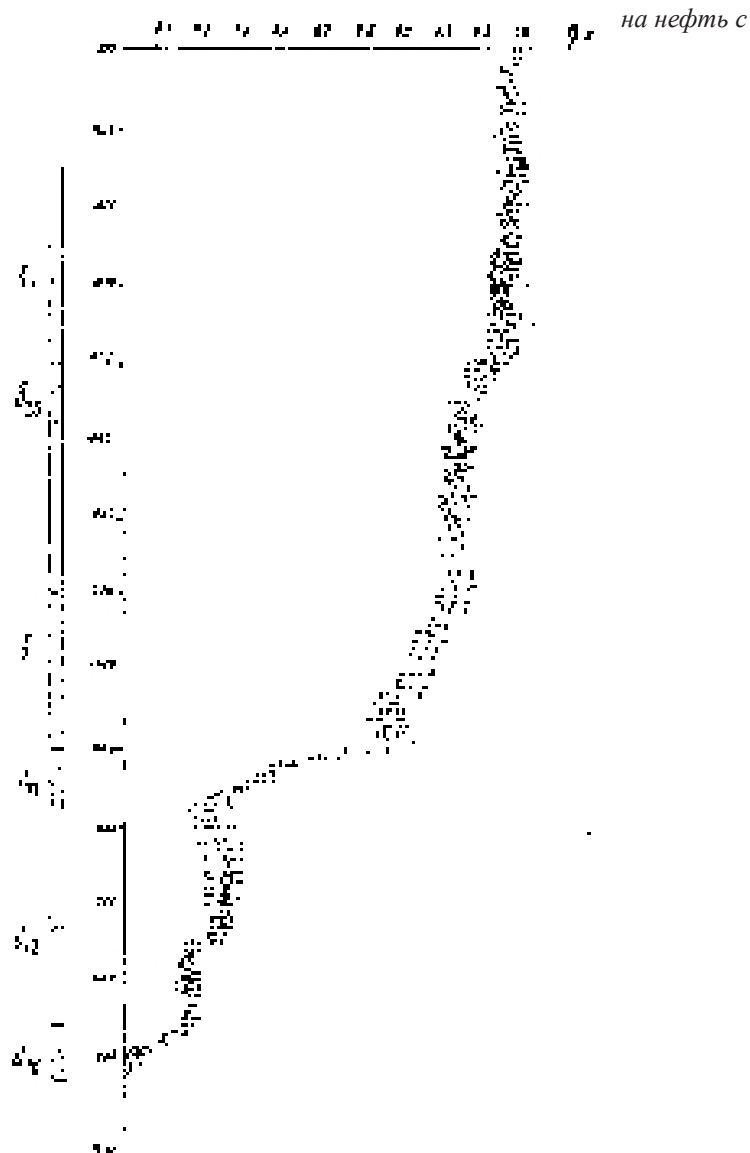


Рис. 48. Обобщенный профиль закачки скв. 503. Составлен на основании 10 профилей (1960 - 1973 гг.).

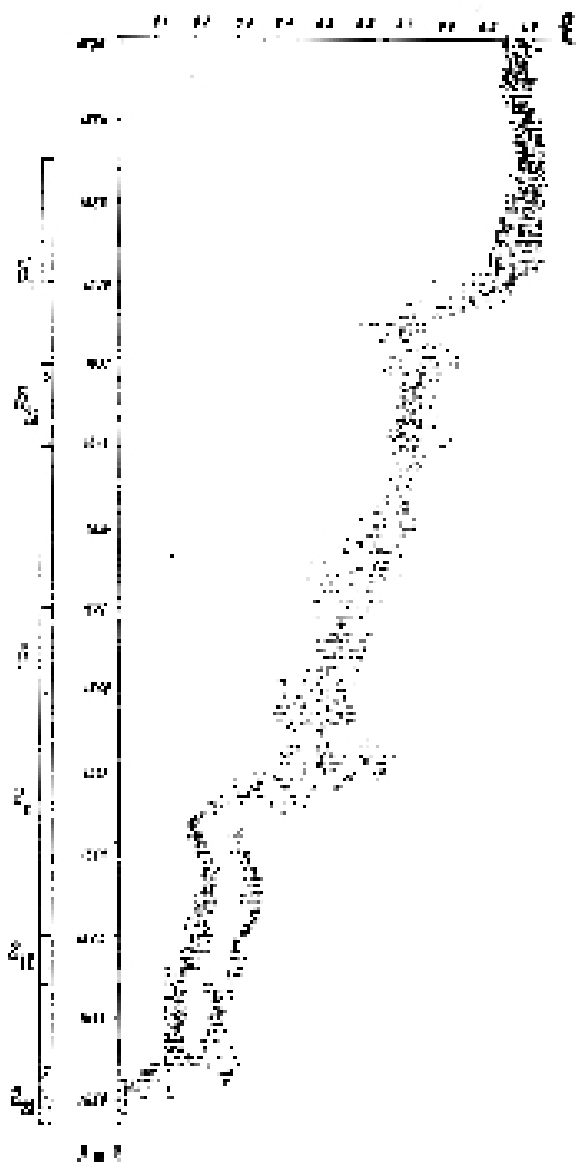


Рис. 49. Обобщенный профиль излива скв. 503. Составлен с использованием 14

профилей (1960 - 1973 гг.).

очень высокими дебитами. В разряд нагнетательных переведена в июле 1958 г., на год раньше других скважин участка. За это время, приняв более одного миллиона кубометров воды, полностью сформировала схему своих фильтрационных потоков в продуктивном горизонте. В 1959 г. от нее по пласту "г" обводнилась соседняя с ней скважина участка - 1096. На восток, в сторону другой соседней скв. 2097, связи по пластам нет, и рассматриваемая скв. 503 качает воду лишь по трем направлениям.

Вертикальный геологический разрез горизонта D_1 в этой скважине заметно отличается от разрезов других скважин. Кроме самого верхнего пласта "а" (-1618,2 - 1622,8 м), все остальные нефтенасыщенные пласты в ней слиты в единую монолитную пачку песчаника мощностью около 24 м. Два нижних пласта, "г₂" и "д", расположены ниже начального ВНК и не перфорировались.

На рис. 48 и 49 приведены относительные, безразмерные профили нагнетания и самоизлива этой скважины. Из этих профилей следует, что несмотря на слияние пластов в единый монолит, как закачка, так и приток сосредоточены только против определенных интервалов общей перфорированной мощности. Такое разделение облегчает дифференциацию пластов. Пласт "б" (1627 - 1636,0 м), средний пласт горизонта D_1 "в" (1636,0 - 1642,0 м) и пласт "г₁" (1642,0 - 1650,6 м). Однако, т.к. приток и расход сосредоточены в более узких интервалах, чем это указано в скобках, границы пластов выделены весьма условно и могут флюктуировать в некоторых пределах. Сложное трехчленное строение имеют профили притока и расхода для пласт "г₁". Его верхняя граница почти совпадает с нижней границей профилей для пласта "б", что в течение всех лет исследований приводило к ошибкам в точке установки прибора для раздельного снятия КПД для пластов "в" и "г₁". Наоборот, не составляет никакого труда разделить на три составных части расход и приток по пласту "г₁".

Анализ относительного профиля нагнетания дает возможность практически однозначно определить "б" - 4 % юсть выделенных пластов, т.к. за весь период эксплуатации "б" - 8 % ения в закачиваемой воде по пластам не изменились:

$$\left. \begin{array}{l} "г_1" - 2 \% \\ "г_2" - 0 \% \\ "г_3" - 6 \% \end{array} \right\} - 8 \%$$

Этот факт значительно облегчает все количественные расчеты при распределении по пластам общего объема закачанной жидкости. По своей приемистости резко выделяется пласт "г₁", особенно его верхний интервал. Скорее всего,

этот пласт является для данного участка пластом - индуктором, хотя удельная приемистость пластов "б" и "в" практически не уступает ему.

Несколько иная картина рисуется при рассмотрении относительного профиля притока. За счет нижней части пласта " z_{13} " существует как бы два устойчивых профиля. Верхний пласт "б" при этом не затрагивается. Распределение удельного притока:

$$\left. \begin{array}{l} \text{"б"} - 2 \% \\ \text{"в"} - 4 - 8 \% \\ \left. \begin{array}{l} \text{"Г}_1 \text{" } - 2 \% \\ \text{"Г}_2 \text{" } - 7 \% \\ \text{"Г}_3 \text{" } - 15 - 32 \% \end{array} \right\} - 4 - 9 \% \end{array} \right\}$$

Такое распределение по пластам указывает на то, что в основном пласте " z_1 " в течение всего периода работы скважины пластовое давление было ниже, чем в остальных.

Из сопоставления профилей видно, что для нижних пластов интервалы закачки и притока совпадают по глубине. Для верхних происходит заметное смещение вдоль направления потока. Из этого экспериментального факта однозначно следует, что еще в период работы скважины в качестве эксплуатируемой цементный камень против верхних пластов "б" и "в" был разрушен и за обсадной колонной образовались большие каверны. Поток при закачке следует, в основном, по обсадной колонне и только против поглощающего пласта поворачивает в перфорационные отверстия. При изливе, наоборот, жидкость вначале движется по каверне, за колонной и только дойдя до ее верхней границы, входит в колонну. Как видно из рисунков, смещение, а следовательно, и размер каверн равны примерно двум метрам в обоих случаях. Совершенно не понятно почему этого не произошло и для нижнего пласта " z_1 ", принявшего во много раз большее количество воды?!

Как уже говорилось в предыдущей главе, по интервалам притока нельзя судить об истинной мощности пласта. Ни тогда, когда цементаж колонны не нарушен, ни тогда, когда за ней существует, фактически, открытый забой.

Согласно профилям, самый верхний перфорированный в скважине пласт "а" (1618,2 - 1622,8) не работает и не работал. По-видимому, он не был вовлечен в разработку вообще еще при начальном освоении скважины на нефть. Так что эксплуатационный изъём есть даже в образцовой по многим показателям скв. 503.

Пользуясь делением единого интервала перфораций по пластам, которые дают обобщенные профили, на рис. 50 даны графики послойного расчленения суммарного дебита скв. 503 по годам. Начало измерений относится для этой скважины к 1960 г. Для сравнения крестиками в кружочках даны среднесуточные

дебиты скважины по годам на основании промыслового учета. Они получены делением общего объема жидкости, закаченной в скважину в течение года, на число дней в году. Естественно, что дебит одиночного замера нельзя сопоставлять с его среднегодовым значением. Однако между собой одиночные замеры по годам вполне сопоставимы, так как сняты при примерно равных условиях в июле - августе каждого года в установившемся режиме.

Судя по графику на рис. 50, в жизни скв. 503 можно отметить несколько периодов. С 1957 по 1961 гг. шло заполнение водой ранее хорошо разработанного четырехлетней добычей нефти пластового резервуара. По мере роста пластовых давлений при постоянном напоре, создаваемом на КНС-17, шло падение дебитов закачки как по пластам, так и по скважине в целом. В 1962 - 1963 гг. на КНС-17 были установлены более мощные насосы и давление нагнетания поднялось с 60 - 70 до 100 - 120 ат. Суммарная закачка в пласты, как показывают промысловые данные, возросла в несколько раз. Дебиты же замеров в 1964 г. остались примерно на уровне 1961 г. К сожалению, в период 1962 - 1963 гг. количество замеров на участке было ограничено и измерения в скв. 503 не проводились.

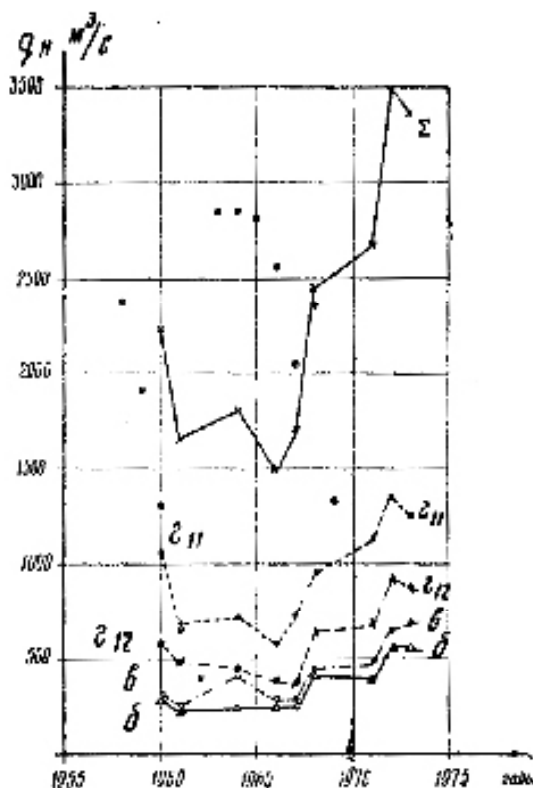
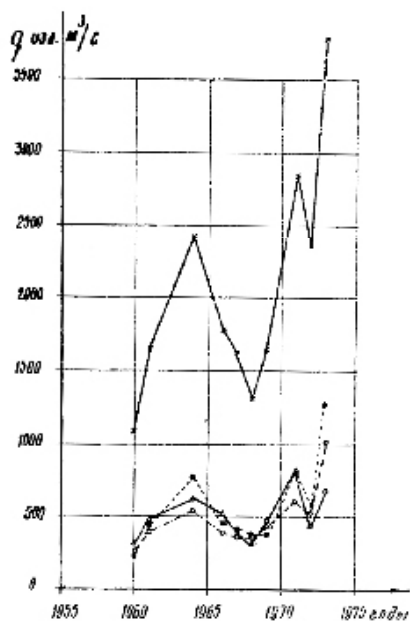


Рис. 50. Распределение дебита закачки по пластам в течение исследуемого периода. Точками в виде крестиков в кружочках обозначены среднесуточные дебиты данного года для всей скважины в целом по данным промыслового учета.

Начиная с 1968 г., намечается неуклонный рост дебитов закачки в связи с разбуриванием прилегающих рядов на Лениногорской площади, все возрастающим темпом отбора жидкости по эксплуатационным рядам и связанным с этим общим падением пластового давления.

В 1969 и 1970 гг. скв. 503 практически простаивала, т.к. велось бурение ряда новых скважин в бассейне ее влияния и необходимы были низкие пластовые давления в продуктивном горизонте.



С 1971 г. дебиты закачки продолжают расти, флуктуируя в зависимости от темпа отбора, т.е. от величины пластовых давлений. Та же картина рисуется и графиком дебитов излива (рис. 51). Только вид зависимостей обратный. При падении пластовых давлений дебиты излива также падают и растут с ростом давления в пластах.

Значительно более стабильная картина рисуется графиком изменения коэффициентов продуктивности по годам (рис. 52). Это основная величина, характеризующая скважину как эксплуатационный объект в производственной практике. По идее, она не должна зависеть от динамики пластовых давлений и давлений нагнетания. К сожалению, это не совсем так.

Рис. 51, Распределение по годам самоизлива скв.503.

установившегося дебита

тов зависят от величины перепада давления, действующего на пласт. Однако для скв. 503 этой зависимостью, в первом приближении, можно пренебречь. За исключением начального периода (1960 - 1961 гг.), все измерения проводились при близких депрессиях на пласт в 80 - 90 ат, что обеспечивало сопоставимость данных. Специальных измерений по зависимости параметров от величины ΔP_{co} не проводилось. Однако по косвенным данным можно заключить, что коэффициент сжимаемости α_s для пластов этой скважины невелик.

По графику рис. 52 динамику коэффициентов продуктивности можно разбить на 3 периода:

I. 1957 - 1965 гг. Неуклонное падение значений продуктивности по всем пластам и по скважине в целом. Верхние пласты, обозначенные светлыми точками, испытывают меньшие изменения, чем нижние.

II. 1966 - 1968 гг. Период стабилизации.

III. 1970 - 1973 гг. Бурный рост параметров. Они не только достигают своих первоначальных значений, но и превышают их.

Для скв. 503 необходимо отметить синхронное изменение продуктивности по пластам, что создает иллюзию их взаимосвязи между собой. На самом деле это совсем не так. Из рис. 53, на котором дана динамика давлений в отдельных пропластках по годам, видно, что давления в пластах отличаются довольно сильно.

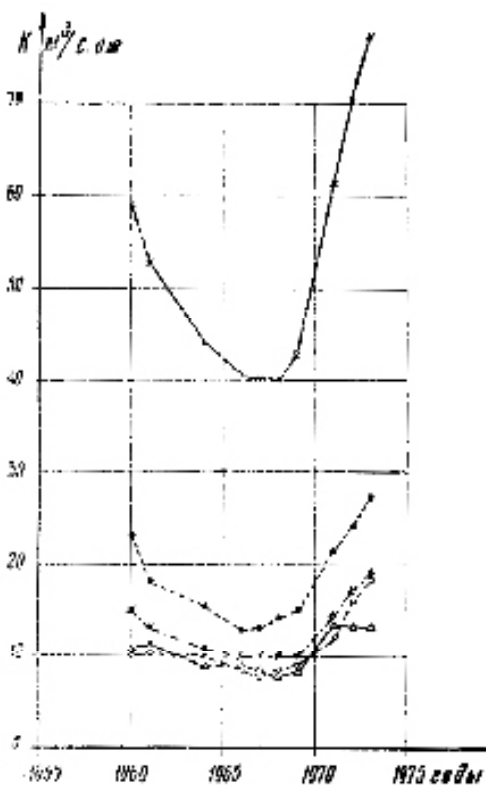
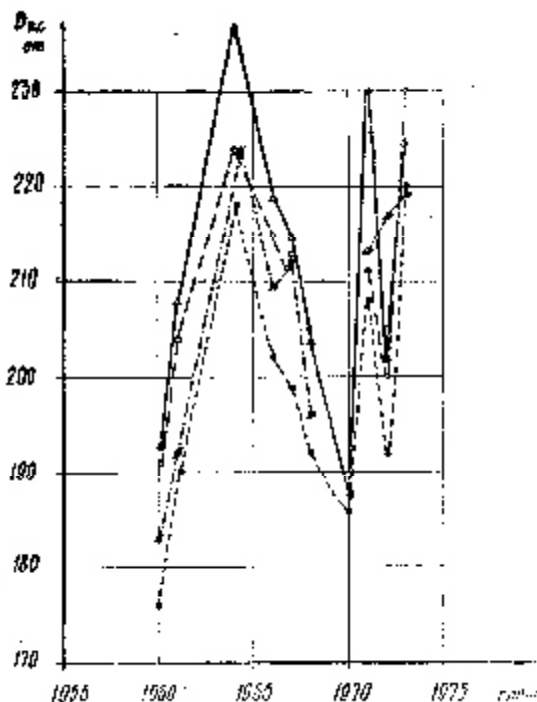


Рис. 52. Изменение коэффициентов продуктивностей пластов и скв. 503 в целом по годам за исследуемый период.

Синхронности изменения параметров продуктивного горизонта способствует тот факт, что в разрезе практически нет лидера по скорости движения ФНВ. ФНВ во всех пластах не испытывают заметного влияния охлаждения. В качестве исключения можно указать лишь на поведение продуктивности пласта "б₁₂₃" за последние три года. Обла-



дая, по-видимому, наименьшей скоростью ФНВ, он к 1970 г. начал испытывать снижение температуры в своей непромытой нефтяной части перед ФНВ и стабилизировал значение продуктивности. Однако возможно и другое объяснение: увеличивающийся отбор пластовой жидкости в девятой пятилетке не коснулся существенно только этого пласта. Кроме того, пласт "б" по зонам слияния может подпитывать самый верхний пласт "а", в который нет закачки воды ни в одной из скважин нагнетательного ряда, а отбор ведется систематически (скв. 5061, 5006, 503а) без существенного падения пластового давления. Для

окончательного заключения по этому пласту необходимо продолжить наблюдение за поведением продуктивности.

Рис. 53 Графики поведения во времени пластовых давлений по отдельным слоям продуктивности горизонта D_1 в районе скв. 503.

Неоднозначность при интерпретации поведения коэффициента продуктивности может возникать из-за самой двойственной или даже тройственной природы этой важной характеристики. Ведь она зависит и от поведения гидрорепродуктивности, и от приведенных радиусов скважин, и от контура питания. Значит, некоторое уточнение можно искать в раздельных данных, полученных из КПД как переходного процесса.

Объем данных, полученных из анализа КПД по скв. 503, существенно ниже, чем из стационарных измерений. Это связано, во первых, с большими дебитами закачки и излива и сложностью работ с глубинными приборами при скоростях потока в 6I колонне, достигающих 3 - 4 м/сек, когда с забоя потоком выносятся куски цементного камня величиной с грецкий орех и даже больше. Во вторых, с многопластовостью горизонта D_1 в этой скважине и сложностью профилей закачки и притока. Если пласты "б" и "г₁₂₃" достаточно легко выделяются на профилях и установка прибора в перемычках не представляет труда, то определение точки измерений для дифференцирования раздела излива из пластов "в" и "г₁" весьма затруднительно. Несмотря на то, что такие попытки делались при всех измерениях, качественных результатов из-за большого разброса не удалось получить, и на последующих рисунках данные для этих двух пластов "в" и "г₁" даются суммарные, без разделения.

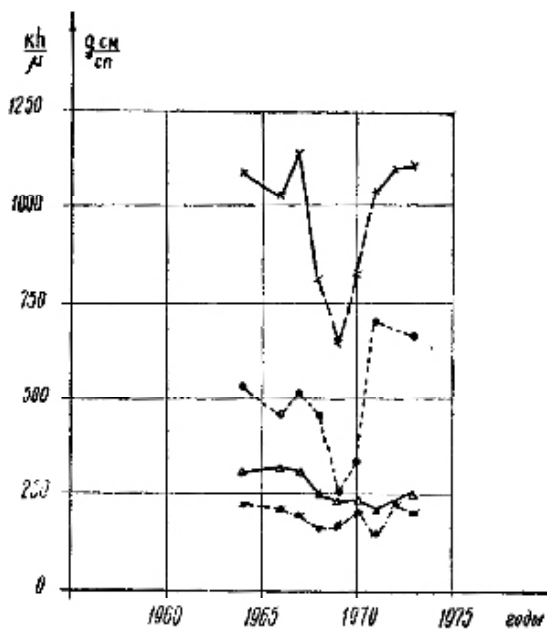


Рис 54. Изменения по годам коэффициентов гидропроводностей скв 503. Точкой в кружочке обозначены совместные данные для пластов "в" и "г".

Первые измерения КПД для скв. 503 производились в 1964 г., поэтому графики на рис. 54 даются, начиная с этого года. Анализ преобразованных графиков: обратная величина дебита - логарифм времени как для всей скважины в целом, так и для каждого из четырех пропластов в отдельности, показывает, что в первом приближении пласты однородны по простиранию в пределах зоны влияния. Пре-

образованные графики представляют собой прямые линии. Изломы на некоторых прямых, фиксируемые в отдельные годы для некоторых пластов, в последующем не повторяются и, видимо, обусловлены случайными причинами.

На рис. 54 дан график зависимости коэффициентов гидропроводности пластов во времени за изучаемый период эксплуатации скважин. Для пластов "б" и "г₁" изменения незначительные, лежащие практически на уровне точности измерения (10% или даже несколько хуже). Наибольшие изменения претерпевает пласт "в + г₁₁". В 1969 - 1970 гг. у него наблюдаются аномально низкие значения, почти вдвое отличающиеся от начальных. Как показал детальный разбор, виновником этих необычных данных являются не сами пласты, а несовершенство методов исследования.

При обсуждении дифференциальной методики измерений параметров пластов по КПД приводилось четыре типа начальных граничных условий переходных процессов в скважинах. Пуск на закачку из простоя или после длительного излива был забракован из-за неопределенности поведения призабойной зоны пласта под действием большого перепада давления и отклонения формы КПД при этом от теоретической зависимости. Два других вида: пуск на излив после длительной стационарной закачки и после простоя лучше удовлетворяли теоретической модели. Однако второе из перечисленных граничных условий, т.е. пуск скважины на излив после длительного простоя обладает ограничением для многопластовых систем. Дело в том, что теория предполагает наличие одинаковых пластовых давлений во всех изучаемых слоях. Иначе величина депрессии, измеренная по весу столба жидкости в простаивающих скважинах, будет не одинаковой для пластов неоднородного разреза. Устранить эту особенность можно, если произвести измерения перетоков между пластами в простаивающей скважине и затем воспользоваться для определения пластовых давлений в них наиболее вероятными значениями коэффициентов продуктивности по предыдущим годам. К сожалению, для скв. 503 этого своевременно не было сделано, поэтому данные, измеренные по КПД излива после простоя в 1969 - 1970 гг. оказались ошибочными. 1970 г. поэтому выпал из всех предыдущих графиков вообще. Для 1969 г. удалось воспользоваться профилем закачки при вспомогательных измерениях и с несколько большей ошибкой, но вычислить по стационарному режиму.

Как следует из графика пластовых давлений на рис. 53, наиболее низкие значения во все годы напластования "г₁₁" и "г₁₂₃". Естественно, что в интенсивно дренируемых пластах $G = \frac{1}{q(t) + q_n}$, в несколько меньшей пропорции и в период простоя скв. 503 в 1969 - 1970 гг. при пуске скважины на излив депрессия на эти пласты оказалась значительно меньшей, чем для остальных, и дебит излива, естественно, - заниженным. При расчете это привело к резкому уменьшению гидропроводности $G = \frac{1}{q(t) + A\mu_{г3}}$, а вот данные пласта "в" + "г₁" оказались из-за этого сильно заниженными. Эти данные можно

было бы не приводить и отнести к многочисленным “издержкам производства”, если бы они не снимали с повестки дня все другие измерения по КПД из простоя, у которых был хотя бы намек на возможность разных пластовых давлений в изучаемой системе.

При измерении КПД излива после стационарной закачки разность в пластовых давлениях автоматически учитывается дебитом стационарного нагнетания. Однако и в этом единственном случае снятия и обработки КПД остается темное пятно. Когда для преобразования графика вычисляется значение (I-23)

неявно предполагается, что для однородного пласта $K_{изл} = K_{н}$, чего нет на самом деле. В теории, по-видимому, надо вносить поправку и записывать выражение (I-17a) в виде

$$(III-1)$$

где A - поправочный коэффициент.

За последние годы (1971 - 1973) возросло значение гидропроводности для пласта “в”. Суммарное же значение для всей скважины осталось на прежнем уровне. Таким образом, при сопоставлении графиков поведения во времени продуктивности скважин (рис. 52) и гидропроводности (рис 54) возникает противоречие: продуктивность в 1971 - 1973 гг. резко возрастает, в то время как гидропроводность почти не меняется. Если измерения проведены одновременно и корректно, то виновником может быть приведенный радиус скважины. За годы исследований приведенные радиусы и по пластам, и по скважине в целом изменялись довольно значительно, на многие порядки величин, поэтому графически изобразить изменение без использования логарифмического масштаба невозможно. Об изменении r_c можно судить по данным таблицы 4 (см приложение) Так как при многих изменениях данные по приведенному радиусу отдельных пластов получаются неустойчивыми, в таблице даны наиболее достоверные результаты лишь для приведенного радиуса всей скважины в целом. Хотя это какая-то фиктивная величина, но с учетом того, что все пласты близки между собой по параметрам, в данном случае ей можно доверять. Она отражает в определенной степени реальную действительность.

$$\frac{\chi}{r_c^2}$$

Анализ поведения во времени величины $\frac{\chi}{r_c^2}$ показывает, что с годами она неуклонно падает, что означает рост приведенного радиуса. В последних колонках таблицы для ориентировки даны значения приведенного радиуса скважины в сантиметрах, рассчитанные по пьезопроводности, равной $\bar{\chi} = 23400 \text{ см}^2/\text{сек.}$

Такая величина получается из волны давления для пласта “г₁” в направлении на скв 2096. Истинная пьезопроводность должна быть близка к этой величине, во всяком случае вряд ли отличается от нее более чем на 10 - 20%. С этой же точностью справедливы и реальные приведенные радиусы. За время эксплуатации они выросли от сотой доли сантиметра до десятков сантиметров, т.е. изменились на 3 порядка величины, что и обеспечило рост продуктивности скважины при стабильном значении коэффициента гидропроводности в периоды 1964 - 1973 гг.

Сравнение экспериментальных данных с начальными геофизическими значениями затруднено из-за неопределенности в мощности пластов. По геофизическим данным (каротаж) проницаемость всех пластов близка к 0,8 д. Сумма произведений $\Sigma k_0 h_0$ показывает, что при замене нефти водой с $\mu = 1$ гидропроводность горизонта практически близка к 2000 д·см/сп. Реальные значения, как видно из рис. 54, вдвое ниже.

По данным относительных профилей, эффективно работающая мощность для всех пропластков примерно в 2 - 3 раза меньше, чем по геофизическим данным. Видимо, это и обусловило малые значения приведенного радиуса скважины. Сопоставление этих двух экспериментально определенных параметров указывает, правда косвенно, на то, что реальные мощности пластов за пределами призабойной зоны скважины несколько выше, чем это фиксируется на профилях.

Выводы и замечания

1 Скв. 503 является примером удачного освоения и эксплуатации ее как в период работы в качестве эксплуатационной, так и при работе в режиме нагнетания.

2. Благодаря примерно равноскоростной выработке всех пластов в разрезе охлаждение D_1 не повлияло на режим работы скважины. Исключение составляет верхний пласт “а”, не вовлеченный в разработку при освоении скважины после бурения.

3. Пласт “б” работает практически в условиях открытого забоя с разрушенным цементным камнем в заколонном пространстве.

4. В скважине все фильтрационные параметры изменялись со временем незначительно, за исключением непрерывно растущего приведенного радиуса скважины. Его изменения за период эксплуатации на 3 порядка обусловили, в конечном счете, рост приемистости скважины. В свою очередь, высокая приемистость позволила ей сохранить свое определяющее значение в данном участке продуктивного коллектора D_1 .

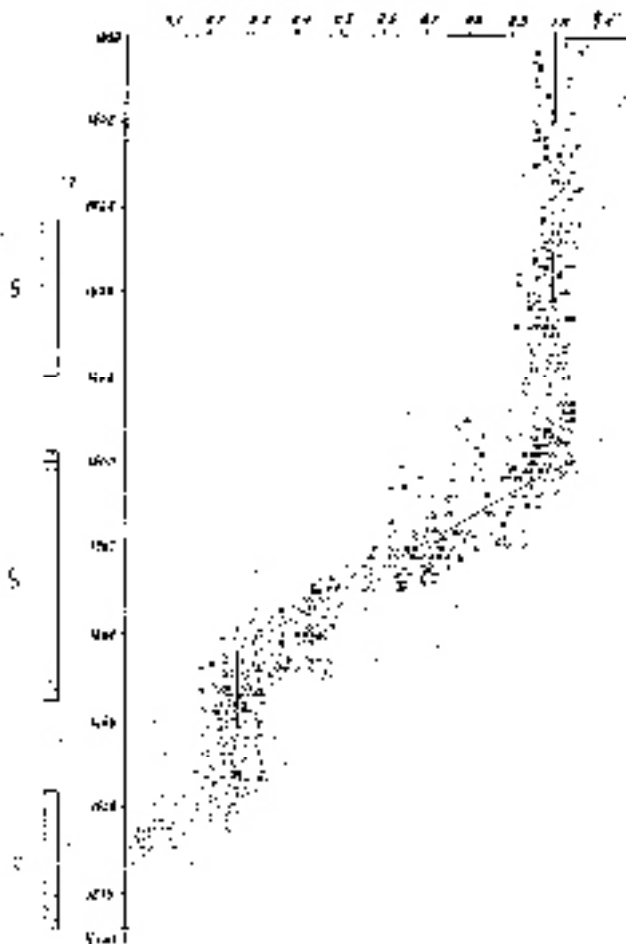
5. Пласт “а” из-за сильного охлаждения практически не может быть осво-

енным в данной скважине ни на нефть, ни на закачку в него воды.

§ III-3. СКВАЖИНА 2096

Скв. 2096 является типичной средней по своим характеристикам нагнетательной скважиной. В ее разрезе (рис. 47) присутствуют практически все пропластки горизонта Д_р, за исключением самого верхнего - "а". ВНК проходит по глинистой перемычке, разделяющей на 2 части пласт "г". В связи с этим при работе ее в начальный период в качестве эксплуатационной скважины были вскрыты перфорацией только 3 верхних пласта - "б₃", "в" и "г₁". Перевод под нагнетание был осуществлен после прорыва воды от соседней нагнетательной скв. 503. Есть все основания утверждать, что обводнение произошло по пласту "г₁". При переводе в разряд нагнетательных был дострелян пласт "г₂". Самый нижний пласт "д" лежит глубоко под ВНК, в связи с чем не перфорировался и в разработке не участвует.

На рис. 55 дан относительный профиль нагнетания этой скважины, из которого видно, что воду принимают лишь 2 пласта - "в" и "г₁". Пласт "б", видимо, не был освоен вообще. Неэффективным



оказался и дострел пласта " z_2 ". Аналогичный относительный профиль имеет скважина и в режиме установившегося самоизлива.

На профилях закачки и излива участок против перемычки между работающими пластами размыт, что говорит о разности пластовых давлений в пластах " $в$ " и " z_1 " в разные годы эксплуатации. Сопоставление обоих профилей показывает, что пластовое давление в нижнем пласте " z_1 " бывает либо равным, либо большим, чем у пласта " $в$ " ($q_n > q_w$). Из этого однозначно следует отсутствие прямой гид-

родинамической связи между пластами. Они представляют собой самостоятельные объ-

екты разработки.

Рис 56. Распределение дебита закачки по годам в скв. 2096. Начало отсчета с момента перевода скважины в разряд нагнетательных в 1959 г.

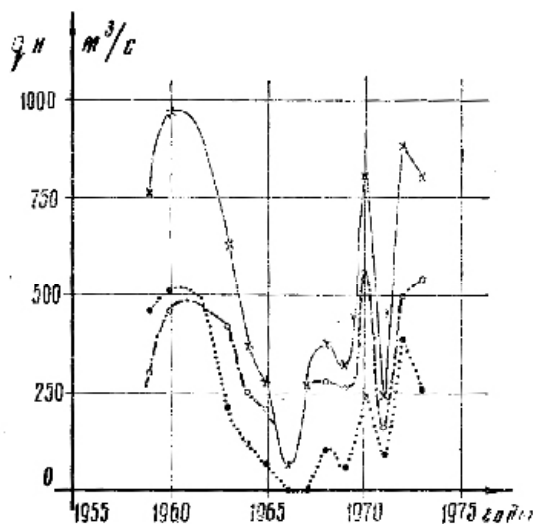
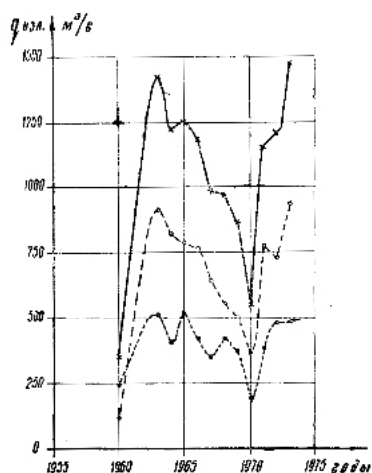


Рис. 55. Обобщенный профиль нагнетания воды для скв. 2096.

На пласт " $в$ " приходится от 68 до 82 % общего объема закачиваемой воды. Остальная часть идет в пласт " z_1 ". Распределение



дебита закачки по годам дано на рис. 56, а излива - на рис. 57. Крестиками, как и прежде обозначены суммарные данные для скважины в целом. Светлые точки - пласт "з", темные - пласт "з₁".

В первые два года эксплуатации шло увеличение закачки воды по обоим пластам. Две причины ответственны за это.

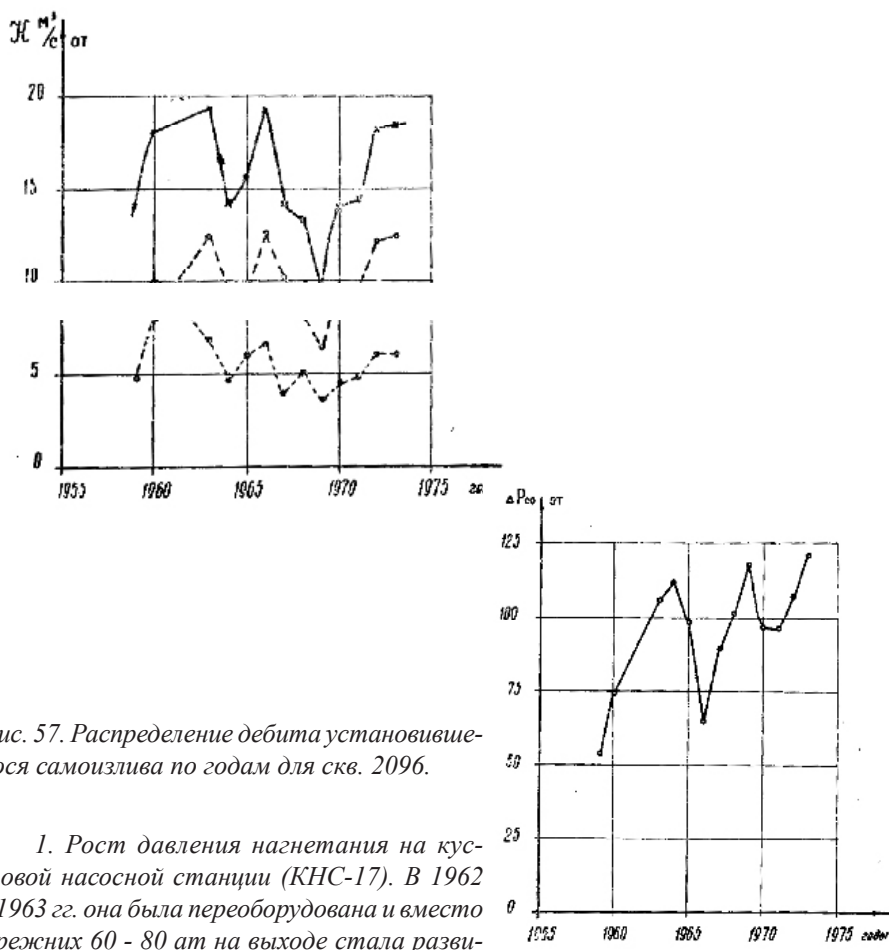


Рис. 57. Распределение дебита установившегося самоизлива по годам для скв. 2096.

1. Рост давления нагнетания на кустовой насосной станции (КНС-17). В 1962 - 1963 гг. она была переоборудована и вместо прежних 60 - 80 ат на выходе стала разви-

В 1966 - 67 гг. дебит нагнетания в пласт “г₁” упал до нуля. До минимума снизилась и приемистость пласта “в”. Начало сказываться доминирующее влияние на участке мощной соседней скв. 503. Она фактически перекрыла фильтрационные потоки от скв. 2096 со снижением температуры этой части пластов. В 1967 г. при бурении оценочной скв. 5061 нагнетание в скважину 503 было прекращено на длительный срок для сброса пластового давления. Отсутствие противодействия привело к возникновению закачки в пласт “г₁” и общему увеличению приемистости. 1970 г. был вторым критическим годом для скважины, но снова, более чем на год, была остановлена скв. 503, и пласты снова заработали. Начиная с 1971 г., начался массовый переход на механизированный способ добычи в эксплуатационных скважинах, что привело к падению давления по линии отбора и увеличению дебита закачки по всей линии нагнетания. К этому времени была окончательно разбурена и вступила в строй Лениногорская площадь и отбор стал двухсторонним. По кривым на рис. 56 - 57 видно, что к 1973 г. добыты закачки и излива вышли на уровень, достигнутый в начале эксплуатации.

Вполне аналогичные замечания можно сделать и по графику, отражающему изменения продуктивности пластов во времени (рис. 58). Особой точкой на этом графике выделяется 1966 г., когда продуктивность обоих пластов подскочила, хотя добыты снизились до минимума. Учитывая характер поведения пластов во многих других скважинах с явной тенденцией к понижению всех параметров вплоть до 1970 г., это кажется странным. Единственной особенностью этого года было низкое давление нагнетания в 65 ат на буфере. Изучение этого вопроса и привело к обнаружению зависимости параметров пластов от депрессии. Чем ниже перепад давления на забое скважин, тем лучше все его фильтрационные характеристики.

В 1970 г. были проведены специальные опыты на скв. 2096. Чередовались измерения КПД с перепадом $\Delta P_{\text{св}}$ в 100 ат и снятие КПД при пуске из простоя с $\Delta P_{\text{св}} = 14 - 16$ ат. Все параметры без гистерезиса менялись примерно в 2 раза (см. таблицу V приложения). Так, продуктивность скважины в целом менялась от 12 - 14 м³/с·ат при больших депрессиях до 27 - 30 м³/с·ат при малых.

В этой серии опытов одна точка при $\Delta P_{\text{св}} = 48$ ат выпала из общей зависимости. Данные при этой депрессии оказались не промежуточными, а совпали с теми, что получались при больших перепадах. Нужно отметить, что при постановке больших серий измерений по зависимости фильтрационных параметров от депрессии, иногда одна или две точки в середине диапазона выпадали из общей экспоненциальной зависимости с тенденцией сдвига к минимальным значениям. Это говорит о какой-то внутренней неустойчивости пластов при резких сменах режимов, либо о каких-то неучтенных ошибках при постановке опытов. К сожалению, обработка данных и выяснение всех особенностей проводились в зимний период и не было возможности раньше или через год повторить опыт

для выяснения причин отклонения.

Возвращаясь к продуктивности, нужно отметить, что она оказалась наиболее устойчивой характеристикой скважины и пластов. Причина кроется в том, что для ее определения используют данные фактически установившихся режимов закачки и излива. К этому моменту все переходные процессы, в том числе и неустойчивые, заканчиваются. По этому графику (рис. 58) видно, что минимальные значения продуктивности пластов относятся к 1969 г.

График пластовых давлений по годам можно построить по данным таблицы, приведенной в приложении. Видно, что в некоторые годы (1959, 1964, 1970) давления в пластах практически совпадали, различаясь лишь на разность в глубинах залегания. В остальные годы пластовые давления в верхнем пласте “в” были ниже, чем в “г₁”. Максимальная разность достигала 20 - 25 ат (1967 и 1969 гг.). Начиная с 1970 г., наметалась тенденция к некоторому падению давления в пластах, вызванная, как уже говорилось, увеличенным отбором жидкости через эксплуатационные скважины.

Все вышеприведенные графики относятся, фактически, к стационарному режиму работы скважины. Кривые падения дебита, как характеристики переходного режима самопрослушивания пластов, дают дополнительные сведения о степени однородности пластов по радиусу скважины. На рис. 60 даны преобразованные графики КПД в полулогарифмической системе координат. Из него видно, что верхний пласт, в пределах ошибок опыта, однороден по проницаемости, так как графики его характеризуются прямой линией. Нижний пласт “Г₁” обладает ломаной линией. Наклон дальнего по времени отрезка прямой примерно в 2 раза меньше, что говорит об улучшенной гидропроводности удаленной зоны пласта. Эта особенность не случайная и прослеживается на всех графиках по годам. В качестве подтверждения стабильности излома на том же рис. 60 для пласта “г₁” приведен преобразованный график кривой, снятой через 8 лет после первой. Излом наблюдается в том же месте по времени (70 мин) и с тем же соотношением наклонов прямых.

Исследование пласт $\bar{C} = \bar{C}$ зонами давления показало, что для интервала между скв. 2096 и 503

$$= 23400 \text{ см}^2/\text{сек},$$

что говорит об однородности пласта по проницаемости.

Из этого вытекает, что излом на преобразованном графике рис. 60 обязан своим происхождением изменению мощности пласта. Прирост мощности пласта “г₁” лежит где-то на расстоянии ~ 175 м от скв. 2096. Такие пересчеты точки излома на временном графике на натурные расстояния вполне допустимы, если из измерений по волнам давления известна приведенная выше пьезопроводность пласта. Для этого, как уже отмечалось, можно воспользоваться выражением (I - II), допуская, что круговая пьезопроводность совпадает с направленной.

Если проницаемость пласта не меняется в бассейне этой скважины, то по отношению наклонов можно найти отношение мощностей пласта в этих зонах.

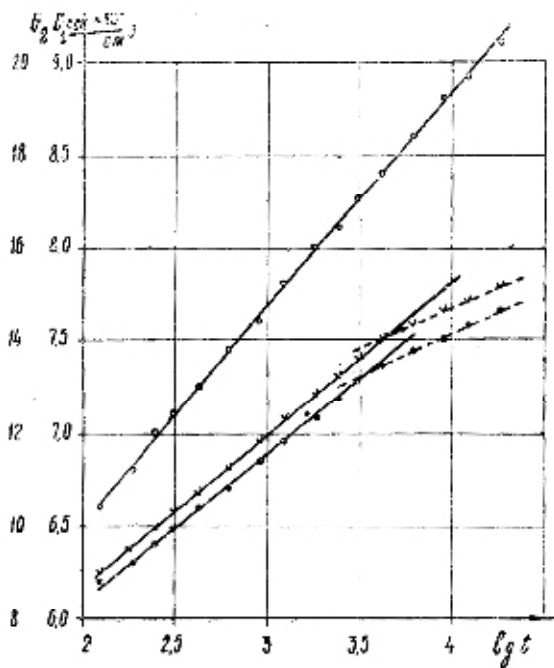


Рис. 60. Преобразованные графики в полулогарифмической системе координат для скв. 2096. Прямая из светлых точек говорит об однородности пласта "в" по простиранию. Излом на линии для пласта "г" при $t = 70$ мин. говорит об изменении мощности пласта в дальней зоне.

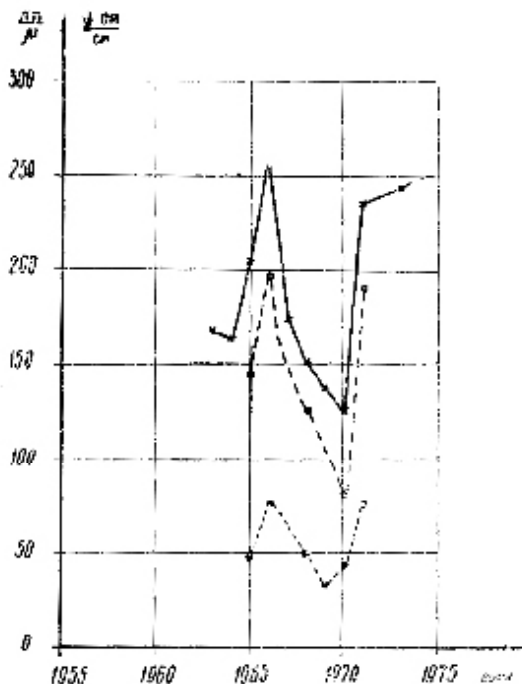
Выводы

1. В скважине устойчиво работают только 2 пласта из четырех, вскрытых перфорацией.
2. Пласт "в" в первом приближении однороден по простиранию. Пласт "г" скачком увеличивает свою мощность вдвое, где-то в радиусе 175 м от оси скважины.
3. Каротажные данные по проницаемости для пласта "в" занижены примерно в 2 раза по отношению к значениям, определенным г/д методом.
4. В работающих пластах "в" и "г" реализуется близкое к равноскоростному продвижение ФНВ и отсутствует взаимное тепловое влияние друг на друга.
5. До 1960 - 64 гг. наблюдался рост фильтрационных параметров из-за из-

менения вязкости пластовой жидкости при замещении нефти водой. Затем до 1970 г. шло неуклонное ухудшение параметров из-за сильного противодействия со стороны скв. 503. Ограничение закачки со стороны скв. 503 и рост отборов со стороны эксплуатационных рядов обусловили возрастание значений параметров пластов за последние годы.

6. Призабойная зона пластов весьма неустойчива, особенно у пласта "в" и

растрескавшийся коллектор как бы разжат и подвешен давлением нагнетания, что ведет к случайным флуктуациям приведенного радиуса скважины. Рис. 61. Значения коэффициентов гидропроводности по годам для скв. 2096.



7. Пласты "б" и "с₂" не освоены и в разработке не участвуют. Из-за охлаждения ни тот, ни другой уже не могут быть освоены.

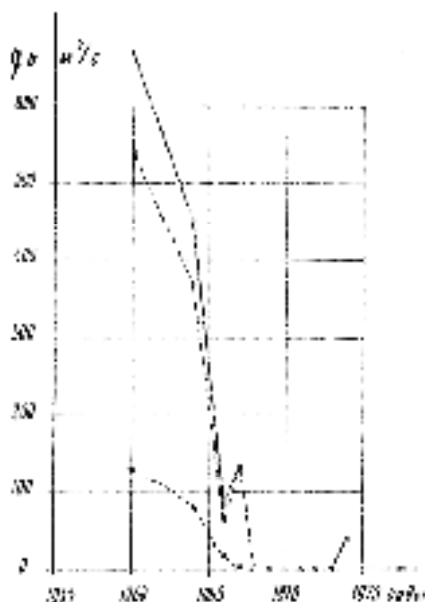
8. Наблюдается заметное изменение фильтрационных параметров от депрессии.

§ III-4. СКВАЖИНА 2097

Если скв. 503 является примером лучших по своим свойствам нагнетатель-

ных скважин месторождения, скв. 2096 - представитель середины, то скв. 2097 - наглядный пример неудачных скважин на участке. Как видно из рис. 47, она расположена по другую сторону от скв. 503 по отношению к скв. 2096. Это трио, занимая по протяженности всего около одного километра вдоль ряда, прекрасно иллюстрирует литологическую неоднородность горизонта D_1 на Ромашкинском месторождении. Сква. 503 - это коллектор-монолит со слиянием воедино пластов "б", "в", "г". По одну сторону от этого слияния 2 пласта из трех - "в" и "г" - сохраняют достаточную однородность и связь со скв. 503, лишь развединаясь между собой. Пласт "б" выпадает из участия в разработке. По другую сторону - скв. 2097 - три также разделившихся пласта: "а", "в" и "г", но совсем иного качества. Ни один из них не удалось освоить на нефть после бурения. Гидроразрывы заставили пласты "в" и "г" принимать воду, однако профили приемистости и притока фиксируют только по одному узкому интервалу в каждом из пластов. Для пласта "в" (1659,0 - 1663,6) - это $H_2 = 1661,2$ м. Для пласта "г" (1665,6 - 1672,8) - это $H_2 = 1669,0$. Пласт "а" (1645 - 1647,6) в разработке не участвует. Забегая несколько вперед, можно сказать, что оба работающих пласта "в" и "г" представляют собой практически замкнутые выклинивающиеся линзы, не имеющие отбирающих скважин. Это маленькие самостоятельные месторождения, в которых ведется закачка, но нет отбора.

На рис. 62 даны дебиты закачки по годам. Видно, как падает приемистость скважины. Пласт "г", подняв давление в пласте до давления нагнетания, в 1967



г. перестал принимать воду. Через год его примеру последовал и пласт "в". Дополнительным свидетельством того, что даже малые количества закачиваемой жидкости не проникают в пласты, служит цвет воды при пуске скважины на излив. Первые 20 - 30 мин изливается ярко-красная вода с большой примесью обычной ржавчины. Затем выплескивается мутное, густое облако грязи из призабойной зоны и только после этого начинает идти сероводородная вода с черным оттенком из пластов.

Так как входные геофизические фильтрационные параметры пластов неплохие ($k_f = 0,6$ д, $a k_r = 0,42$ д), и пластовое давление в них поднято до верхней предельной

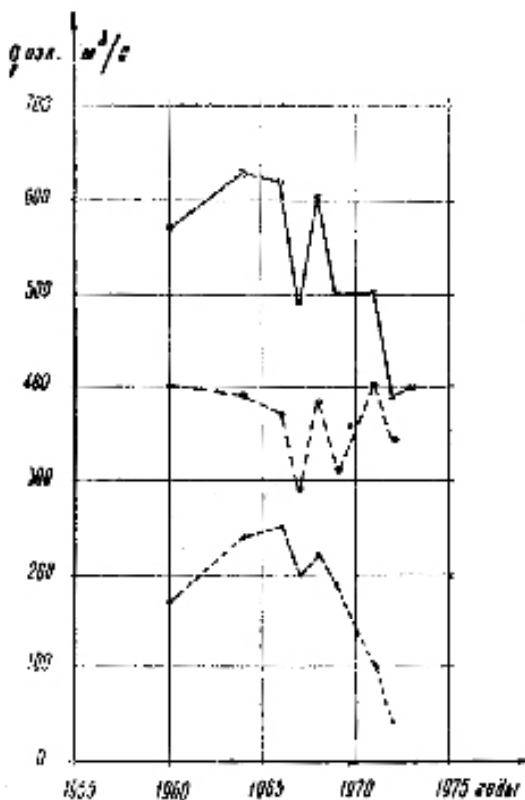
величины, развиваемой насосами на КНС-17, то излив достаточно интенсивен, особенно в первые минуты.

Рис. 62. Графики дебитов закачки жидкости по годам скв. 2097.

На рис. 63 дана величина дебитов для 300-й минуты излива. Для среднего пласта "в" это величина почти постоянная и колеблется от 300 до 400 м³/сек. Для нижнего пласта "г" дебит излива падает с годами, говоря об ухудшении продуктивности, что и фиксируется на графике рис. 64.

Для скв. 2097 шло непрерывное падение коэффициента продуктивности с годами. Пока шла закачка, этот процесс был интенсивным. После прекращения приема воды уменьшился и темп затухания приемистости. Охлаждение пластов вряд ли играет в этом процессе самозакупорки скважины какую-либо существенную роль. Скорее всего, это загрязнение пластов техпримесями, которые не могут далеко перемещаться по пласту; во-вторых, работа сероводородных бактерий и стабилизация водо-нефтяных эмульсий на ФНВ, а может быть и что-то иное.

Нужно отметить, что ухудшение с годами эксплуатационных свойств коллекторов - общая тенденция для всех скважин, проявляющаяся лишь в разной степени. Только пласты-индукторы иногда составляют исключение из этого правила.



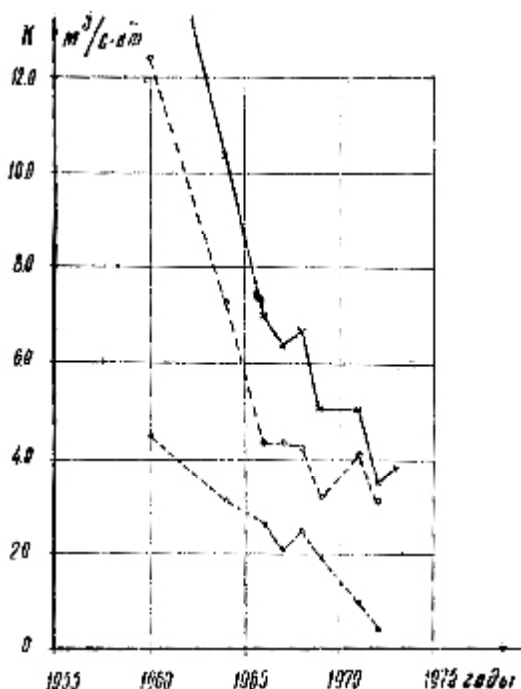


Рис. 63. Графики изменения по годам дебита самоизлива из пластов скв. 2097.

Затухание приемистости (рис. 62), рост до предела пластовых давлений (рис. 65) - это косвенные признаки клинообразного по мощности замкнутого строения пластов "в" и "г" в районе скв. 2097. Прямым доказательством служат преобразованные полулогарифмические графики на рис. 66. Как и у многих подобных скважин, они имеют вид не прямой, а экспоненты или параболы, на которых практически невозможно выделить прямолинейный участок. С тем, чтобы показать, что это не случайность, приведены 2 графика за 1966 и 1973 г. Они

слегка отличаются лишь наклоном дальнего по времени отрезка кривой.

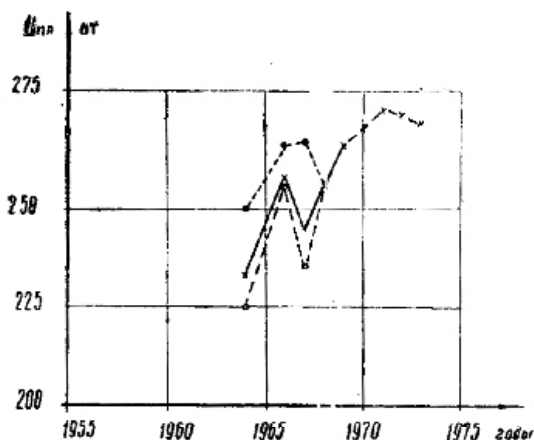


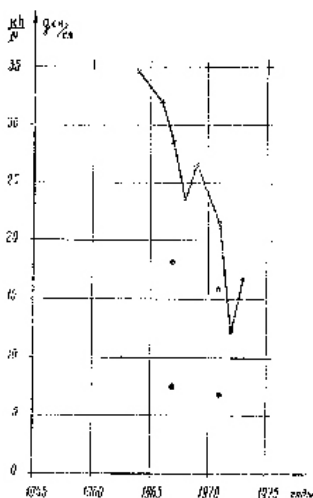
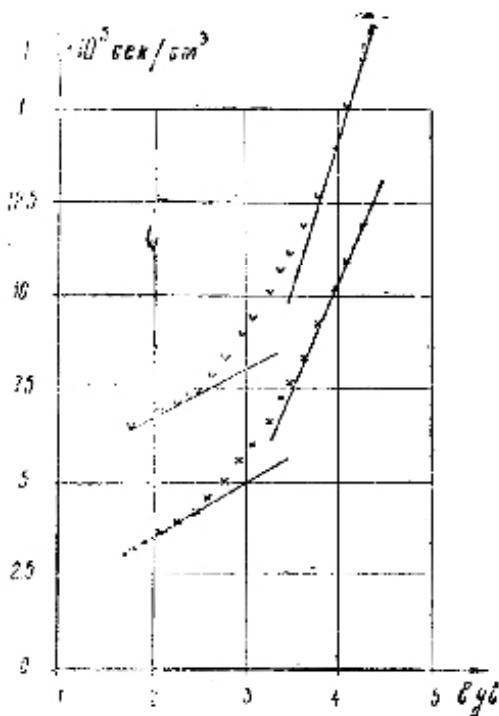
Рис. 64. Поведение во времени коэффициентов продуктивности скв. 2097.

Из приведенной формы преобразованного графика однозначно следует, что оба пласта имеют падающую характеристику гидропроводности по радиусу от скважины. Как уже неоднократно упоминалось, по КПД нельзя однозначно определить, изменение какого из трех параметров k , h или t отвечает

за изменение гидропроводности. Волны давления не проходят между скв. 2097 и 503. Этот отрицательный результат лишь подтверждает изолированность пластов и говорит о том, что изменение гидропроводности связано скорее всего с выклиниванием пласта, чем с падением его проницаемости. Хотя вполне очевидно, что одно не исключает другого. Сказывается и величина вязкости пластовой жидкости, ведь зона между этими скважинами не промыта.

Рис. 65. Значения по годам величин пластовых давлений для скв. 2097. С 1968 г. давление в пластах равно давлению нагнетания.

Рис. 66. Преобразованные графики КПД в полулогарифмической системе координат для пластов скв. 2097.



Теоретическое вычисление гидропроводности из преобразованных графиков на рис. 66 невозможно. Однако для оценки можно воспользоваться касательными к началу и концу кривой на графике. Наклоны, а следовательно, и значение s меняются примерно в 3 раза. На графике рис. 67 нанесены только значения для дальней от забоя зоны пласта. По техническим причинам не во все годы удавалось снять КПД для обоих пластов, поэтому на графике рис. 67 приведена в основном зависимость для скважины в целом.

Рис. 67. Изменения во времени коэффициентов продуктивностей пластов скв. 2097, вычисленных для дальней зоны.

На графиках опущены значения измерений 1970 г., когда КПД снимались при пуске скважины из простоя. Учитывая, что пластовые давления различны в различных слоях горизонта D_p , данные этих измерений будут отличаться от стандартных.

Измерения при пуске на закачку из простоя дают, как уже отмечалось, совершенно иную форму КПД с быстрым выходом на стационарный режим к 75-й минуте. Гидропроводность, вычисленная по начальному участку КПД на закачку, оказывается в 4 - 5 раз ниже, чем при КПД излива. Это только лишний раз подтверждает общее правило.

Несколько замечаний можно сделать по комплексу $\frac{x}{r_c^2}$. Для начального участка кривой преобразованного графика неоднородного клиновидного пласта его значения колеблются около десятых долей единицы. Если принять пьезопроводность в 10^4 см²/сек, то это означает, что $r_c = 1$ м. Величина достаточно большая и обусловленная, очевидно, гидроразрывами. Для конечного участка этот комплекс уменьшается до тысячных долей, т.е. приведенный радиус возрастает на 1 - 2 порядка и измеряется уже десятками метров. Нетрудно видеть, что это результат экстраполяции до оси скважины ухудшенных концевых свойств пластов. Чтобы обеспечить реализующиеся значения коэффициента продуктивности, необходимо во много раз увеличивать при этом значения приведенного радиуса скважины. Однако это чисто фиктивная величина, на которую нельзя опираться на практике, как и на абсолютные значения всех остальных данных по КПД для данной скважины. Они получены из формул и теории, не применимой к неоднородным пластам такого типа.

Выводы и рекомендации

1. Сква. 2097 - представитель паразитических нагнетательных скважин, не влияющих на выработку пластов. Линзы, в которых они расположены, должны разрабатываться по отдельной схеме как самостоятельные мелкие месторождения.

2. При отсутствии движения жидкости по пластам продолжается процесс ухудшения фильтрационных свойств коллектора со временем.

3. ГРП обеспечивает, при узком интервале притока или поглощения на забое, достаточно большие приведенные радиусы скважины для пласта в целом.

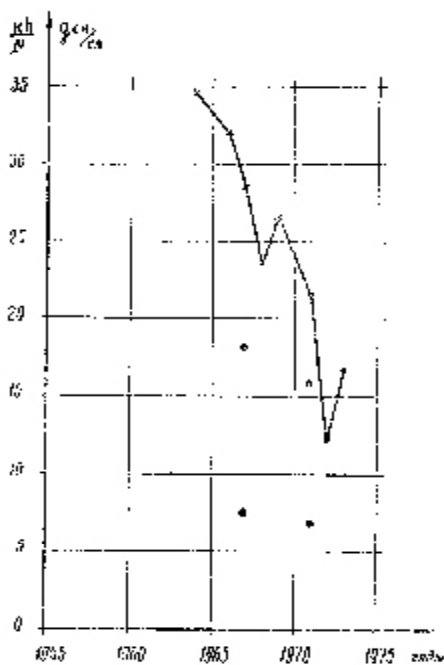
§ III-5. СКВАЖИНА 2095

Рассмотренные выше три скважины, образуют восточное крыло экспериментального участка. К западу вдоль нагнетательного ряда расчлененность и литологическая неоднородность горизонта D_1 возрастают. В связи с этим более четким и заметным становится и охлаждающее влияние больших масс закачанной поверхностной воды на фильтрационные характеристики пластов. В качестве примера можно рассмотреть скв. 2095, в разрезе которой вскрыт почти полный набор пропластков: " b_1 ", " b_2 ", " b_3 ", " v ", " r_1 ", " z_2 ", " d_1 " и " d_2 ". По каротажным данным в ней нет только самого верхнего пласта " a ", хотя в ближайших окрестностях к северу он представлен достаточно мощным и однородным песчаником.

Из всего набора коллекторов в кв. 2095 вскрыты перфорацией только верхние нефтенасыщенные пласты: " b_{12} ", " b_3 ", " v " и " z_1 ". Все они были успешно освоены и принимают участие в разработке.

Профили прихода и расхода даны в главе Прис. 10. На рис. 68 и 69 даны графики изменения дебитов закачки и излива по годам.

Скв. 2095 введена в строй действующих в сентябре 1957 г. В течение двух лет работала в качестве эксплуатационной и в 1959 г. переведена в разряд нагнетательных. Крестиками в кружочках на рис. 68 дана динамика среднесуточных дебитов закачки по промысловым данным. Крестиками, как это принято для всех графиков, аналогичных рис. 68, указан дебит суммарной закачки по всем вскрытым пластам, измеренный в процессе исследования. Как видно, расхождение не очень большое, причем промысловые данные, полученные путем деления суммарной закачки в течение года на число дней, лежат несколько ниже от измеренных непосредственно и представляющих собой



практически мгновенные значения дебитов. Это вполне логично, т.к. в течение года бывали остановки КНС, прочистка забоев скважины изливом и другие события, уменьшающие суммарную закачку. При подсчете среднесуточных дебитов эти особенности работы не учитывались. Тщательный анализ и исключение из расчетов нерабочего времени скважины даст, по-видимому, лучшее совпадение.

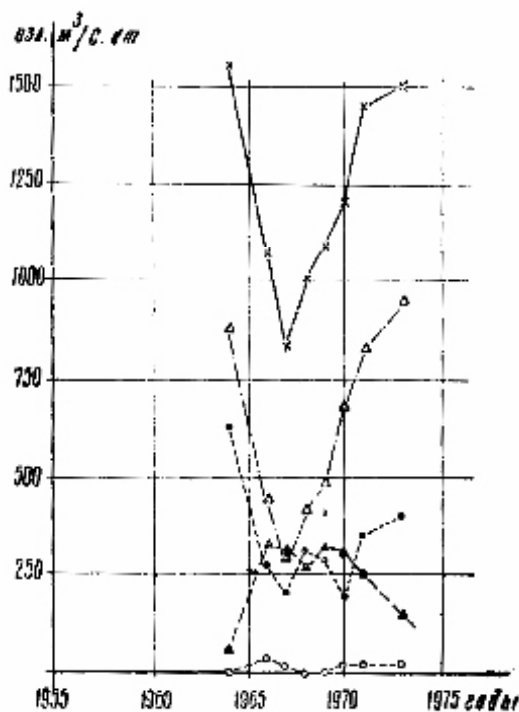
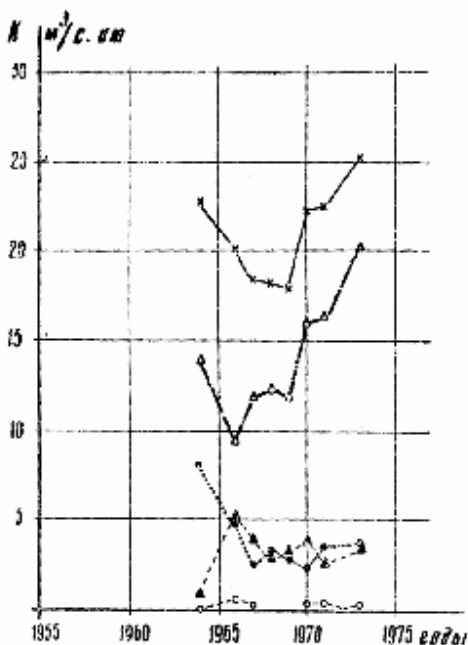


Рис. 68. Распределение дебита закачки воды в скв. 2095 по годам. Точки в виде крестиков в кружочках обозначают среднесуточную закачку воды в скважину по промысловым данным.

Из графика рис. 68 видно, что скв. 2095 по суммарной приемистости относится к числу лучших скважин месторождения. Она устойчиво принимает 500 - 800 м³/сут, а за последние годы имеет даже тенденцию к еще большим величинам дебита закачки.

Однако при видимом благополучии в среднем по скважине скрывается подлинная температурная трагедия или даже катастрофа для всех пластов разреза, за исключением пласта-индуктора, роль которого в данном случае играет пласт "б₃". Как по геофизическим, так и по гидродинамическим данным, этот пласт, представленный в разрезе шестиметровой мощностью однородного песчаника (1684,0 - 1690,0 м) обладает $\frac{K_n}{K_b} \sim \frac{\mu_n}{\mu_b}$ или $\frac{\sigma_n}{\sigma_b} \sim \frac{\mu_n}{\mu_b}$ ией удельной приемистостью. ФНВ в нем со все больше $\frac{K_n}{K_b} \sim \frac{\mu_n}{\mu_b}$ или $\frac{\sigma_n}{\sigma_b} \sim \frac{\mu_n}{\mu_b}$ НВ других пластов, определяя их тепловой, а следовательно, и факторизационный режим выработки.

Рис. 69. График зависимости от времени дебитов самоизлива по пластам в скв. 2095.



Последовательная замена в пластах нефти водой, при фиксированной

пластовой температуре на ФНВ в пласте "б₃" увеличивала его фильтрационную проводимость за счет снижения суммарной

вязкости на пути движения двухфазной пластовой жидкости от

зоны закачки до зоны отбора. Как видно из графиков на рис. 70 и 72 с годами разительная тенденция к

увеличению проницаемости пласта в пласте "б₃" (рис. 70) и в пласте "в" (рис. 72).

В то же время в пласте "г" наблюдается обратная тенденция к

увеличению проницаемости пласта. Это связано с тем, что в пласте "г" в

сравнении с пластами "б" и "в" наблюдается более высокая концентрация

глинистых включений. В пласте "г" наблюдается тенденция к

увеличению проницаемости пласта. Это связано с тем, что в пласте "г" в

сравнении с пластами "б" и "в" наблюдается более высокая концентрация

глинистых включений. В пласте "г" наблюдается тенденция к

увеличению проницаемости пласта. Это связано с тем, что в пласте "г" в

увеличению проницаемости пласта. Это связано с тем, что в пласте "г" в

увеличению проницаемости пласта. Это связано с тем, что в пласте "г" в

увеличению проницаемости пласта. Это связано с тем, что в пласте "г" в

увеличению проницаемости пласта. Это связано с тем, что в пласте "г" в

увеличению проницаемости пласта. Это связано с тем, что в пласте "г" в

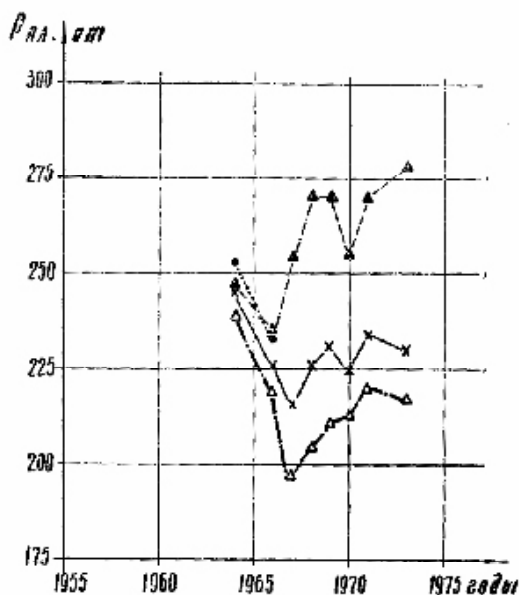
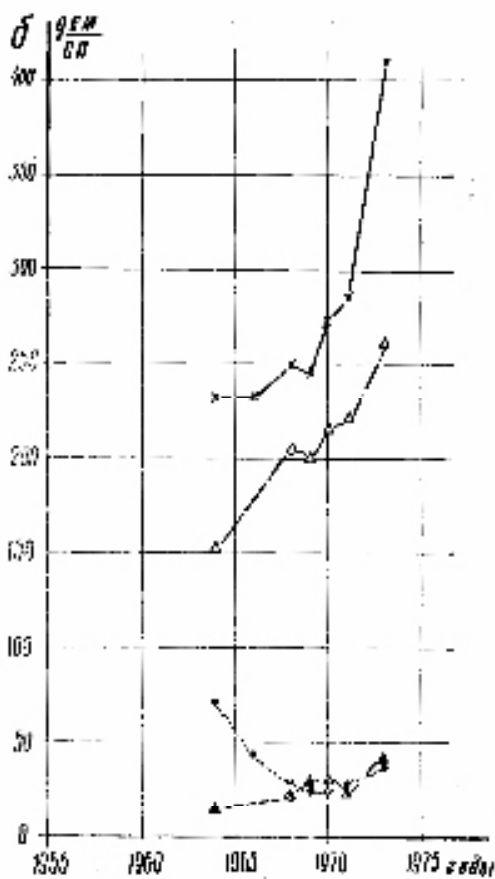


Рис. 71. Распределение по годам эксплуатации пластовых давлений по слоям в скв. 2095.

позволяют надежно выделить дебит этих пластов на фоне флюктуации потока. Для «в» и «б₁» собственные дебиты выделяются как разности двух замеров и имеют удвоенные величины ошибок. Однако без большой погрешности можно экстраполировать кривые до нулевых дебитов. Площадь под полученными кривыми характеризует упругий запас пласта — Q . Используя известное выражение для него [26 и др.]

$$Q = \pi h \beta * \Delta P_o \frac{r_k^2 - r_c^2}{2h \frac{r_k}{r_c}}$$

можно оценить радиус контура r_k . Правда, уравнение получается трансцендентное и приходится использовать метод последовательных приближений, что в общем не сильно влияет на конечный результат.



Немаловажное значение имеют при этом и начальные фильтрационные параметры пласта. Ибо при равноскоростном движении ФНВ в обоих пластах роль охлаждения сводится к минимуму. Конечно, играют роль и наличие отбора из пласта и другие факторы.

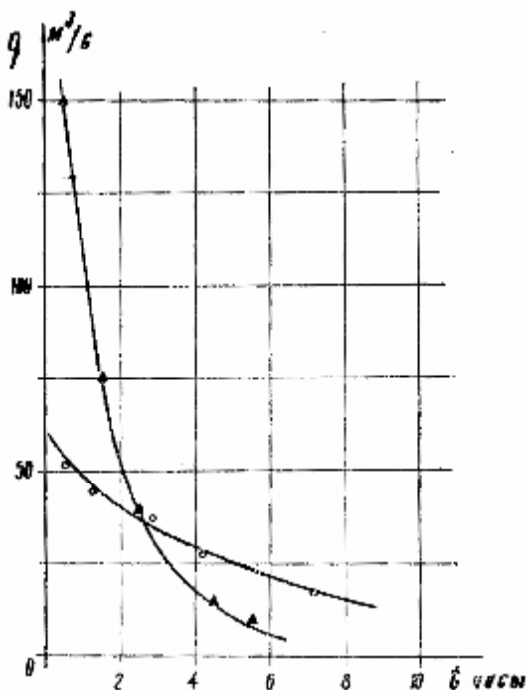


Рис. 72. Изменения коэффициентов гидропроводности в скв. 2095.

Как весьма маловероятную, нужно отбросить версию о линзовидном залегании пласта "в". При малом радиусе линзы (~50 м) пласт было бы очень трудно освоить под закачку. Если же это все же удалось сделать, то приняв упругий запас в объеме всего около 500 м³, он должен был бы при изливе выбрасывать из пласта воду вместе с нефтью с последующим переходом на чистую нефть. Практика многократных изливов даже в 1964 - 1965 гг. говорит, что в изливаемой в течение 5 часов воде не

содержалось даже пленки нефти.

Совсем иная картина при постепенном охлаждении пласта. Вначале, когда тепловое поле горизонта D_1 еще не возмущено, освоились все пласты разреза, тем более, что предварительно они были раздренированы двухлетней эксплуатацией на нефть. По мере все ускоряющегося продвижения ФНВ в пласте "б₃" нефть в пласте "в" перед ее ФНВ начала снижать температуру и увеличивать свою вязкость. Уменьшалась гидропроводность пласта, снижалась и скорость движения флюида в нем. Падали приемистость пласта и дебит закачки. При достижении критического значения вязкости возросший начальный градиент сдвига у нефти превысил текущее значение градиента давления, действующего в пласте, и ФНВ остановился. Своевременно не было увеличено давление нагнетания или, наоборот, не был увеличен отбор нефти из этого пласта, и остановившийся ФНВ закрепился в пласте. Нефть за ним потеряла подвижность, и при изливе пласт стал работать как линза с радиусом около 50 м, заполненная пресной водой. Так как значительная часть порового пространства пласта в пределах этого радиуса

осталась заполненной застывшей нефтью, то фиксируемые значения продуктивности и гидропроводности намного ниже возможных, т.е. тех, что следуют из геофизических данных каротажа для этого пласта.

Рис. 73. Кривые падения дебита скв. 2095. Светлые точки - пласт "в" - кривая

Аналогичная судьба постигла и пласты " b_{12} " и " z_1 ". Учитывая их большую удаленность от пласта-индуктора, остановка ФНВ в них произошла значительно позже. К 1968 г. оба пласта прекратили прием воды. Коэффициенты продуктивности и гидропроводности в них (рис. 70 и 72) остались с тех пор неизменными. Пластовое давление в них, как ранее и в пласте "в", поднялось до верхнего предела, развиваемого насосами на КНС. Так как на излив такие накачанные до предела пласты работают как обычно, то измерения их фильтрационных параметров по КПД в переходном режиме не представляют труда (рис. 72).

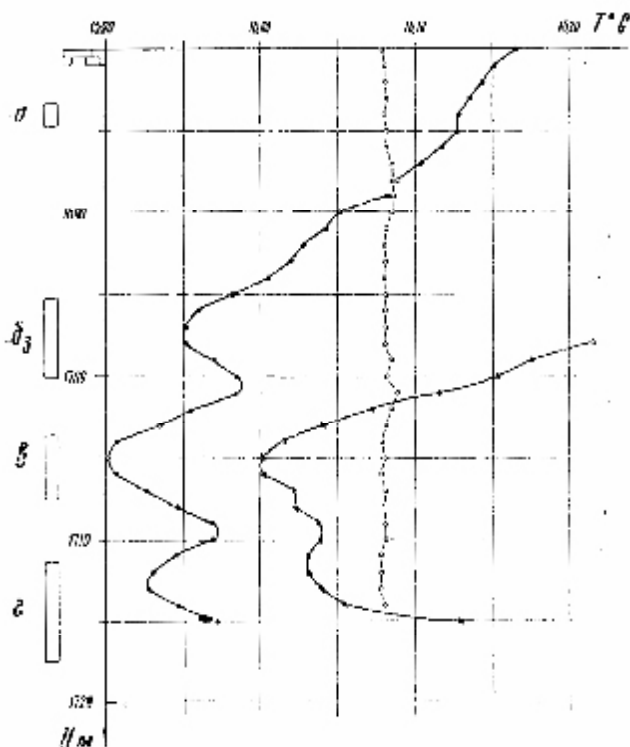
Для всех пластов преобразованные графики КПД в полулогарифмической системе координат в пределах ошибок опыта представляют собой прямые линии, говоря об их относительной однородности как по проницаемости, так и по мощности пласта. Этот важный экспериментальный факт также подтверждает предположение об отключении пластов из-за охлаждения. Если бы пласты "в", " b_1 " и " z_1 " представляли собой выклинивающиеся линзы, то форма преобразованных графиков КПД была бы аналогичной скв. 6223, 2097 или, формам графиков скв. 1073, 1073а и 2092.

Анализ графиков скв. 2095 показывает, что для самого нижнего пласта " z_1 ", кроме фактора охлаждения, имеется еще какая-то причина затухания фильтрации. Преодоление фронтом охлаждения 6 - 7-метровой перемычки, отделяющей пласт " z_1 " от пласта " b_3 ", требует 6 - 7 лет эксплуатации. Резкое ухудшение всех фильтрационных параметров началось несколько раньше, до 1965 г. К сожалению, начавшиеся измерения захватили лишь конец этого процесса. Для понимания причин очень важно было бы иметь данные по этому пласту с начала эксплуатации. Во всяком случае, плохая связь по пласту " z_1 " с соседними нагнетательными скв. 1065 и 1067, да и сама форма кривой ПС на каротаже (рис. 47) говорит о неоднородности строения этого пласта на данном участке месторождения. Таким образом, слабый отбор нефти со стороны эксплуатационного ряда Ю.-Ромашкинской площади (на Лениногорской стороне отбор по пласту " z " вообще отсутствует) мог также по-влиять на замедление ФНВ и последующую его остановку.

Выводы и рекомендации

1°. Сква. 2095 представляет собой классический образец многослойной системы, в которой из нескольких освоенных пластов, благодаря нарушению начального теплового режима, в разработке принимает участие только один “б₃”. Остальные пласты один за другим перестали принимать воду. Пласт “в” с $r_k = 50$ м выключился до 1964 г., пласт “б₂” с $r_k = 150$ м - в 1966 г. и пласт “г₁” с $r_k = 300$ м по-следним, в 1967 г.

2°. В ближайших окрестностях этой скважины в пластах “а”, “б₁₂”, “в” и “г₁” сосредоточены большие запасы застывшей нефти и этот район удобен для про-ведения опытов по извлечению нефти из охлажденных пластов.



§ III-6. ДРУ- ГИЕ НАГНЕ- ТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ ЭКСПЕРИ- МЕНТАЛЬНО- ГО УЧАСТКА

Полный набор сведений, полученный на эксперимен-тальном участке в про-цессе мно-голетних исследо-ваний, приведен в приложении в виде сводных таблиц. Их анализ показывает, что разобранные в предыдущих пара-графах скважины ха-рактерны для всей площади. Все остальные сква-

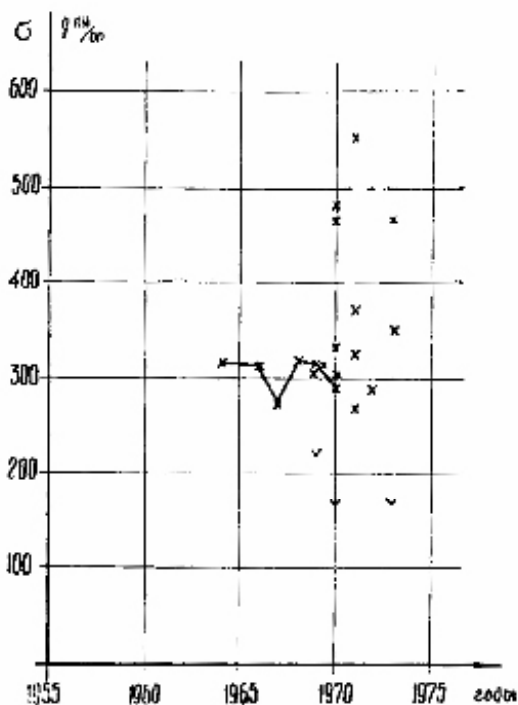
жины участка, повторяя ту или иную из них в общем, отличаются в деталях, подчеркивая, что нет двух полностью идентичных скважин на Ромашкинском месторождении.

Для многих скважин - 1065, 1067, 1069, 2092 - привлекались температурные

профили в остановленных скважинах. Они позволяли выяснить историю работы разреза в этой скважине в тех случаях, когда не было прямых гидродинамических исследований. В первый десяток лет после перевода скважины под нагнетание, пока тепловые возмущения по вертикали от пластов не перекрылись между собой, по температурному профилю можно судить об относительном распределении закачки по слоям. В качестве примера на рис. 74 приведены такие данные для скв. 1067.

Там, где это вызывалось необходимостью, специально изучалась стабильность данных, получаемых из КПД, и влияние на них режима работы соседних нагнетательных скважин (рис. 75). Из этих специальных измерений и из общего анализа полученных сведений следует, что каждый замер в скважине уникален, он отражает частное состояние пласта-коллектора и распределение фильтрационных потоков лишь в данный момент времени. Возможность сделать выводы из всех исследований и результатов, полученных в этой главе, основана на том, что все годы измерения проводились одними и теми же приборами, одной и той же методикой, в одной и той же последовательности, ежегодно только в течение 2-х летних месяцев, при установившемся режиме закачки по всему экспериментальному участку от одной КНС-17.

Рис 74 Кривые распределения температуры на забое скв. 1067. Светлые точки - температура потока в процессе нагнетания, темные точки - температура после 3 - 4 часов простоя скважины, точки с черточкой - распределение температуры через сутки после остановки скважины.



Исследования оборвались в 1974 г., когда КНС-17 и скважины участка были переведены под закачку соленых сточных вод из Лениногорского товарного парка. Изменился тепловой режим пластов - скважины нельзя стало пускать на излив

- и т.п. факторы, нарушающие сопоставимость результатов по годам.

Выводы

1. Детальное многолетнее исследование нескольких нагнетательных скважин, расположенных в переходной зоне от центральных наиболее продуктивных площадей Ромашкинского месторождения к периферийным, показало, что нет 2-х одинаковых, даже похожих по своим свойствам скважин. К нагнетательным скважинам необходим индивидуальный подход, так как обеспечивая выработкой около 0,05% нефтенасыщенной площади месторождения, каждая из них вместе с несколькими отбирающими скважинами представляет собой практически самостоятельный объект разработки.

Рис. 75 Изменчивость гидропроводности скв. 1069 во времени и при разных условиях измерения. Точки в виде галочек в нижней части рисунка соответствуют измеренным значениям гидропроводности при пуске скважины на закачку после излива.

ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ НАГНЕТАТЕЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО УЧАСТКА

§ IV-I. ИСТОРИЯ ВОПРОСА

В 1959 г., когда начались систематические гидродинамические исследования на участке, в качестве основного базового метода контроля за выработкой продуктивного горизонта и определения положения ФНВ, был принят зондаж пластов с помощью волн давления [15]. Отработка методики пропуска волн давления в квазиустановившемся режиме, велась в интервале между скв. 503 и 2096. Для подтверждения выводов использовался иногда интервал между скв. 2095 и 1065.

Исследования первых четырех скважин показали:

а. При пьезопроводности пластов более $20000 \text{ см}^2/\text{сек}$ между скважинами, разнесенными друг от друга на $R = 400 \text{ м}$, по заводненным пластам проходят волны с периодом 4 часа и выше. Однако при более низком коэффициенте пьезопроводности и особенно при росте расстояния между скважинами, требуется значительное увеличение периода колебаний для получения обнаруживаемого сигнала на скважине-приемнике. Например, при определении направленных фильтрационных параметров между нагнетательным и первым эксплуатационным рядом ($R = 1200 \text{ м}$) требуется период около месяца.

б. Методом волн давления определяются параметры только одного лучшего по своим фильтрационным свойствам пласта-индуктора.

в. При исследовании необходимо останавливать на довольно длительные сроки скважину-приемник сигналов. Задающая скважина при этом должна работать в периодическом режиме, что также сказывается на состоянии разработки участка и плановых показателях.

г. Метод оказался весьма трудоемким. Он требует круглосуточной работы не менее 2-х исследовательских партий в течение недель и даже месяцев.

Учитывая, что поставленная задача анализа выработки охлажденных пластов требовала изучения не лучших в разрезе пластов-индукторов, а, наоборот, тех, что окружают их и охлаждаются от них, а также недостаточное количество кадров исследователей в те года, к 1962 г. был развит метод прослушивания пластов по КПД и центр тяжести был перенесен на него.

По мере накопления экспериментальных данных о параметрах пластов

на участке, полученных при обработке КПД, стала совершенно очевидным их недостаточность для многих видов практических расчетов. В первую очередь это касалось коэффициента пьезопроводности, мощности пластов, особенно, приведенного радиуса скважин. Пришлось снова на новом этапе вернуться к волнам давления и в течение 1972 - 1973 гг. изучить этим методом весь экспериментальный участок. Работа была в значительной степени облегчена тем, что исследовательская группа к этому времени выросла и количественно и качественно и имела на вооружении десять исследовательских партий на своих автомашинах, вместо двух без машин на начальном этапе. Специально для регистрации сигналов были созданы автоматически работающие дистанционные термостатированные манометры высокой чувствительности с цифропечатью в качестве документирующего устройства.

Для лучшей сопоставимости получаемых результатов во всех случаях, за редким исключением, использовался суточный период задающих колебаний с регистрацией 5-го или 6-го колебания, когда режим практически можно считать установившимся. При расстоянии не выше 400 - 600 м между скважинами суточный период при амплитуде задающих колебаний по давлению порядка 50 ат и дебиту 5000 см³/сек обес-печивает обнаружение сигнала (0,01 ат) при пьезопроводности не ниже 1000 см²/сек и гидропроводности порядка нескольких десятков единиц.

Исследования показали, что при принятых условиях эксперимента участок разбивается на 3 блока, между которыми нет гидродинамической связи.

I блок. Четыре скважины на западе участка - 503, 2096, 1065 и 2095. Нет прохождения сигнала от скв. 503 на скв. 2097. Это было отмечено еще в 1961 г. [15]. Не изменилось положение и в 1972 г. Не прослушивается напрямую и интервал от скв. 2095 на скв. 1067. Интересно отметить резкую контрастность. Крайние в этом блоке скв. 503 и 2095 имеют по каротажным диаграммам и в действительности прекрасные характеристики. Как видно из рис. 47, они соединены с соседними с ними скв. 2097 и 1067 пластами большой мощности и хорошей проницаемости. Особенно это касается пласта "г₁", обладающего региональным распространением.

Единственная особенность этих интервалов заключается в несколько увеличенных расстояниях между скважинами по сравнению со средним значением, предусмотренным проектом (400 м). Между скв. 503 и 2097 R = 600 м, а между скв. 2095 и 1067 R = 615 м. Отсюда косвенно следует, что даже для лучших по своим свойствам пластов, характерный размер однородности лежит где-то около 400 - 500 м. Для алевролитов горизонта Д₁ этот размер, по крайней мере, вдвое меньше. С объективной, чисто научной, точки зрения кажется, что именно на эти характерные или критические размеры и должна ориентироваться проектируемая сетка скважин.

II блок. Скв. 1067, 2094, 1069, 2093. На востоке он ограничен интервалом от скв. 2093 до 1073. Контрастная картина повторяется и здесь. У скв. 2093 самый мощный на участке пласт “ z_1 ” - около 15 м. А на скв. 1073 с $R=440$ м этот пласт разбит на несколько маломощных пропластов и в разработке фактически не участвует.

III блок. (сводный). Скв. 1073, 1073а, 2092, 1075. Это район неоднородных часто выклинивающихся маломощных пластов. Он плохо освоен. Отбор удален от нагнетательного ряда почти на 1500 - 1600 м. Связь между скважинами установлена только благодаря бурению дополнительной уплотняющей скважины 1073а и сокращению расстояний с 400 до 250 м. Однако даже на таких небольших расстояниях потребовалось увеличение периода задающих колебаний до 2-х суток. Контрастность неоднородностей проявилась и здесь. В скв. 1073а1 был вскрыт пласт “ b_3 ” с мощностью в 7 - 8 м, в то время, как по обе стороны от него, на расстояниях 248 и 252 м, мощность этого же пласта не превышала 2 - 3 м.

Попытки установить связь между нагнетательным рядом и скважинами первого ряда как на Ю-Ромашкинской, так и Лениногорской площади не увенчались успехом. По крайней мере, 2 причины ответственны за это: в 1974 г., когда намечались эти эксперименты, нагнетательные скважины I и II блоков были переведены под закачку сточных соленых вод. Объем этих вод таков, что не нашлось ни одного приемлемого варианта перераспределения закачки по скважинам с тем, чтобы перевести хотя бы часть их на периодический режим нагнетания и простоя. Вторая причина связана с тем, что те пласты, которые принимают воду в нагнетательном ряду, уже давно обводнились в первом эксплуатационном и отделены от остальных цементными мостами или “летучками”. В дальнейшем для контроля за полнотой промывки этих пластов понадобится их повторное вскрытие с тем, чтобы по ним можно было принимать сигналы от скважин нагнетательного ряда.

§ IV-2. БЛОК СКВАЖИН 503, 2096, 1065, 2095 И ПРОБЛЕМА КОЭФФИЦИЕНТА УПРУГОЕМКОСТИ ПЛАСТА

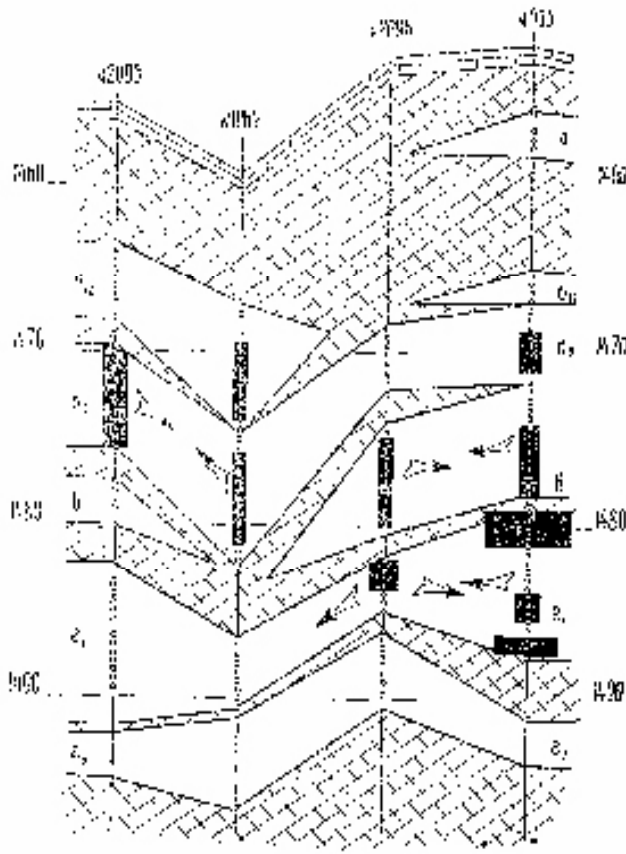
Этот блок интересен во многих отношениях. На нем были проведены измерения направленных значений параметров в 1959 - 1962 гг. и в 1972 г., что дает возможность произвести сопоставление данных после 10 - 12 лет эксплуатации участка. Во-вторых, в этом блоке имеется однородный по проницаемости и по мощности участок пласта, что для Ромашкинского месторождения представляет собой чрезвычайную редкость. В-третьих, на нем встретился интервал, где трудно однозначно определить, по какому из пластов разреза осуществляется связь между скважинами. Вот 3 вопроса, которые кладутся в основу обсуждения в данном параграфе.

На рис. 76 дан график вертикального геологического разреза I блока вдоль нагнетательного ряда. Заглинизированная непроницаемая часть разреза заштрихована. Зона перфораций в скважинах отмечена светлыми кружочками. Внутри пластов, индексы которых даны слева и справа на графике, в масштабе нанесены интервалы, принимающие воду, и объем закачки таким, каким он был летом 1972 г., когда производились измерения. Стрелками указаны пласты, по которым осуществляется связь между скважинами при пропуске волн давления.

Экспериментальные результаты измерений и полученные на их основе, путем вычислений, значения фильтрационных параметров пластов-индукторов сведены в таблицу 15. Там же указаны расстояния между скважинами по центрам тех пластов, по которым предполагается связь. Как видно, в рассмотрении участвует

$$\bar{x} = \bar{x} = 11200 \div 11600 \text{ м}^2 / \text{сек}$$

слева на рис. 76 пласт "б₃", а справа - пласты "в" и "з₁".



Методически, как это будет видно из дальнейшего изложения, целесообразно рассмотреть первым интервал между скв. 2095 и 1065. Связь, как это очевидно из рис. 76, идет по пласту "б₃". Параметры даны в таблице 15. Пьезопроводность пласта "б₃" слева направо, т.е. от скв. 2095 до 1065 и, наоборот, справа налево примерно равны друг другу и характеризуют пласт "б₃" как средний по своему качеству горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения.

(IV-1)

Рис. 76. Геологический профиль по линии скв. 503, 2096, 1065 и 2095 нагнетатель-

Выражения (IV-1) и (IV-2) можно рассматривать как систему из двух урав-

$$h, \frac{k}{m}, b^*$$

нений с тремя неизвестными. Однако даже по отношению к этому минимальному набору параметров пласта, система недоопределена и ее решение возможно только для приведенных значений, когда один из параметров пласта считается известным. Возможные варианты были приведены в таблице 3 в главе I.

1°. Мощность однородного пласта постоянная $h_0 = 600$ см. Значение взято из геофизических измерений, приведенных в таблице к рис. 47. В данном конкретном случае, пользуясь доказанным в эксперименте равенством мощности пласта с обеих сторон зондирования, взято значение для скв. 2095, где она одинакова и по каротажным данным, и по профилям закачки и излива. Принятое допущение означает, что все 600 см мощность пласта “б₃” между этими скважинами

$$\frac{k}{m}$$

должна иметь одинаковую проводимость и упругость. Причем, эти значения равны максимальным величинам из имеющегося в реальном пласте

$$\frac{k}{m}$$

набора $\frac{k}{m}$ и b^* . Это заключение автоматически следует из того, что волны давления распространяются по наиболее проницаемому прослою в разрезе даже одного пласта. Таким образом, фиксированное по каротажным данным значение мощности пласта всегда несколько завышено для реальных пластов и совпадает с истинным только для идеального пласта, т.е. $h_0 \leq h$.

Элементарный расчет из системы уравнений (IV-1) и (IV-2) дает $h_0 = 600$

$$см; \left[\frac{k}{m} \right]_h = \frac{\bar{s}}{h_0} = 0.260 \cdot \left[b^* \right]_h = \frac{\left[k/m \right]}{\bar{x}} = 2.3 \cdot 10^{-5} 1/см$$

2° Известна упругость пласта. Лабораторные и промысловые измерения сжимаемости пород проведены пока на ограниченном материале и дают, даже для цементированных песчаников довольно большой разброс показаний [11, 14, 15 и др.].

$$b_c = (0,3 \div 2,0) \cdot 10^{-5} \text{ л/м}$$

По сжимаемости пород, заимствуя пористость пласта “б₃” в скв. 2095 и 1065 из таблицы 14 к рис. 47, равную $m = 0,218$ и сжимаемость воды $b_B = 4,4 \cdot 10^{-5} \text{ л/м}$., можно найти пределы возможных изменений коэффициентов упругоэластичности пласта “б₃”

$$b^* = mb_B + b_c = (1,8 \div 2,8) \cdot 10^{-5} \text{ л/м}$$

Тогда приведенные значения мощности пласта и его проводимости будут лежать в пределах

$$\left[\frac{k}{m} \right]_{b^*} = \bar{x} \cdot b^* = (0,4 \div 0,3) [h] \cdot b^* = \frac{\bar{s}}{[k/m]} = (1100 \div 470) \text{ см}$$

3°. Проводимость пласта постоянна и найдена по проницаемости, заимствованной из каротажных измерений (таблица 14, рис. 47)

У скв. 2095 $k_0 = 0,562$ д для пласта “б₃”. У скв. 1065 $k_0 = 0,843$ д. Значительно сложнее оценить вязкость пластовой жидкости. Исследуемый интервал пласта “б₃” заполнен водой. Это можно утверждать, т.к. скв. 2095 обводнилась по этому пласту от скв. 1065 и только после этого была переведена в нагнетательные. Температура этого пласта значительно снижена по сравнению с начальной пластовой и близка к 18 - 20°C. Все это позволяет в первом приближении положить $m = 1$ сп. Однако нет никаких гарантий, что часть мощности этого интервала не осталась нефтенасыщенной, что в пласте нет водонефтяной эмульсии с повышенной вязкостью и т.д. и т.п. При сделанных допущениях

$$\frac{k_0}{m} = (0,562 - 0,843) \text{ д/м} [k] = \frac{\bar{s}}{[k/m]} = (190 \div 250) \text{ см},$$

$$[b^*] = \frac{k/m}{\bar{x}} = (5 - 7,5) \cdot 10^{-5} \text{ л/м}$$

Как видно, картина получается достаточно пестрой. Однако если задаваться определенной целью, то кое-какие выводы из полученных результатов можно сделать. Дело в том, что знание проницаемости пласта, как таковой, в промысловой практике особенного значения не имеет. Достаточно знать гидропроводность и ей пользоваться в расчетах. Гораздо важнее знать эффективную мощность пласта. С ней связан подсчет запасов и по ее изменению со временем можно судить о степени выработки этих запасов. Нахождение этой эффективно

работающей мощности требует знаний коэффициента упругоэластичности пласта. Если он окажется достаточно стабильной величиной для набора пластов данного месторождения, то в первом приближении важная задача определения мощности пласта непосредственно из промысловых измерений, будет решена.

Анализ девяти полученных величин фильтрационных параметров пласта показывает, что значение $[b^*] = 2,3 \cdot 10^{-5} 1/m$ может быть только занижено, так как $h_0 \leq 600$ см. Его можно принять за нижний предел для данного пласта. С другой стороны, из лабораторных опытов следует, что максимальное значение или верхний $\beta_c = \beta^* - m\beta_{жс} = (1,3 \div 2,0) \cdot 10^{-5} 1/m$ как видно разброс не так уж велик и составляет лишь десятки процентов, а не порядки величин, как у других параметров. Это вселяет надежду, что по мере набора статистики оно будет из $\beta_c = 1,3 \cdot 10^{-5} 1/m$ чистью. При пересчете на сжимаемость коллектора это означает

с перевесом вероятности в сторону нижнего значения. При дальнейшем изложении в расчетах используется именно эта величина

Она не противоречит ни лабораторным данным по сжимаемости, ни более грубым оценкам, проведенным практически для всех изученных с помощью волн давления интервалов между скважинами, т.е. совпадает со среднестатистическими значениями, полученными из многих измерений низкой достоверности. Нужно отдавать себе отчет, что этот коэффициент будет разным для разных коллекторов с разной пористостью, мощностью, степенью глинистости. Будет зависеть от вида связывающего цемента для зерен кварца и других минералов, составляющих реальный скелет нефтеносного пласта.

В таблице 16 приведены результаты измерений в этом интервале в разные годы.

Как видно, за 10 лет эксплуатации пьезопроводность пласта " β_3 " не изменилась! Это очень важный вывод. К счастью, в те годы был изучен и еще один интервал, и, как видно из таблицы 17, этот вывод полностью подтверждается и там. Так что можно говорить не о случайном совпадении, а об определенной

№ скважины	Год измерения	Параметры							
		$\beta_{жс}$	$\beta_{жс}$	$\beta_{жс}$	$\beta_{жс}$	$\beta_{жс}$	$\beta_{жс}$	$\beta_{жс}$	$\beta_{жс}$
1	1965	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
2	1975	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3

таблица 16

Скв. 1065 т 2095

№ скважины	Глубина скважины, м	Свойства газа									
		$\rho_{\text{газ}}$, кг/м ³	$\gamma_{\text{газ}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{жидк}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{жидк}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{жидк}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{жидк}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{жидк}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{жидк}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{жидк}}$, кг/м ³	$\rho_{\text{жидк}}$, кг/м ³
1	1523,54	25,200	11,200	16	8,25	—	—	2,000	—	—	118
2	1523,54	25,200	11,200	16	8,25	—	—	2,000	—	—	—
3	1523,54	25,200	11,200	16	8,25	1,200	1,200	2,000	1,18	1,18	16
4	1523,54	25,200	11,200	—	8,25	—	—	2,000	—	—	—
5	1523,54	25,200	11,200	16	8,25	1,100	1,100	2,000	2,18	2,18	16
6	1523,54	25,200	11,200	16	8,25	—	—	2,000	—	—	—
7	1523,54	25,200	11,200	16	8,25	1,100	1,100	2,000	2,18	2,18	16

меняются и составляющие ее части - проницаемость пласта, вязкость жидкости и упругость коллектора! Значит при данных условиях эксплуатации продуктивного горизонта условия, сложившиеся при проходе воды в порах, больше не меняются. В принципе этот результат можно было ожидать, так как волна давления выбирает себе путь по линии наименьшего сопротивления, и пьезопроводность пласта не зависит от его мощности. Пока по пути ее движения существовала двухжидкостная система вода и нефть, пьезопроводность пласта росла по мере продвижения ФНВ. Но как только весь свой путь волна прodelывает по обводненной среде, изменения в коэффициенте пьезопроводности прекращаются.

Как уже говорилось, после этого наступает второй этап разработки, когда центр тяжести в методике контроля за выработкой переносится на коэффициент гидропроводности пласта, а точнее, на величину эффективно работающей мощности, так как только что было показано, что после обводнения проводи-

мость пласта $\frac{k}{m}$ становится константой.

Из таблицы 16 видно, что гидропроводность пласта “б₃” за 10 лет возросла более чем в полтора раза. Если ее изменения будут продолжаться и дальше во времени, то $\rho_{\text{жидк}}^* = 0,218 \cdot 10^{-5} + 1,3 \cdot 10^{-5} = 3,3 \cdot 10^{-5} \text{ л/м}$ коллектора, сделанная выше, не корректна. При оценке предполагалось, что промыт весь пласт, и как его эффективная мощность, так и гидропроводность пласта имеют

Table 10

Case 1001 $\rightarrow$ $m_1 \rightarrow 2000$

C_{max} m^{th}	Queue average	Parameters						C_{max} m^{th}
		T_{sum}	V_{sum}	$C_{\text{max},m}$	$C_{\text{max},m}$	$\eta_{\text{sum}}^{\text{th}}$ $\omega^{\text{th}}_{\text{sum}}$	$P_{\text{sum}}^{\text{th}}$ $\eta^{\text{th}}_{\text{sum}}$	
1	21.20, 196.1	204.00	15000	0.1	0.0	10000	0.1	0.10
2	20.00, 197.2	204.00	15000	12.1	0.271	11200	17.1	0.20

Table 11

Case 1001 $\rightarrow$ $m_1 \rightarrow 2000$

C_{max} m^{th}	Queue average	Parameters								C_{max} m^{th}
		T_{sum}	V_{sum}	$C_{\text{max},m}$	$C_{\text{max},m}$	$\eta_{\text{sum}}^{\text{th}}$ $\omega^{\text{th}}_{\text{sum}}$	$\eta_{\text{sum}}^{\text{th}}$ $\omega^{\text{th}}_{\text{sum}}$	C_{max} $\omega^{\text{th}}_{\text{sum}}$	$P_{\text{sum}}^{\text{th}}$ $\eta^{\text{th}}_{\text{sum}}$	
1	10.00, 10	21.00	10000	10	0.20	—	—	21000	—	1.10
2	11.00, 10	10000	0000	10	0.01	—	—	21000	—	—
3	12.00, 10	10000	10000	17.1	0.12	1110	1.10	21000	1.2	1.0
4	20.00, 10	10000	0000	—	0.06	—	—	21000	—	—
5	20.00, 10	21.00	10000	0.0	0.10	1.10	1.10	21000	2.10	0.0
6	1.00, 10	0.100	10000	0.2	0.11	—	—	21000	—	—
7	20.00, 12	204.00	21100	10.1	1.11	0000	0.00	21000	1.2	2.0

$$\begin{aligned} \text{максимальное значение и ее сжимаемость} \quad \vec{\sigma}_n &= \frac{\vec{k}}{\mu_n \beta_n^*} = \frac{0,258}{2,5 \cdot 3,3 \cdot 10^{-5}} = 3000 \text{ ат}^2 / \text{сек} \text{ вязкости и} \\ \text{гидропроводности} \quad \vec{\sigma}_n &= \frac{\vec{k} h}{\mu_n} = \frac{0,258 \cdot 600}{2,5} = 61 \text{ ат} / \text{м} \end{aligned}$$

Итак, начальное значение коэффициента гидропроводности было равно 62 д-см/сп. В 1962 г., через 5 лет эксплуатации он возрос до 93 д-см/сп ($h_{эфф} = 390$ см) и к 1972 г. достиг значения 155 д-см/сп ($h_{эфф} = 600$ см). Цифры вполне достоверные и лежат далеко за пределами ошибок опыта. Однако вопрос об отработке методики контроля за нефтеотдачей пластов по коэффициенту замещения нефти водой выходит за рамки настоящей работы. Он нуждается в нескольких годах специальных исследований с систематическим контролем и намечается на X пятилетку, т.е. на 1975 - 1980 гг. Это отчасти обусловлено и тем, что процесс первоначального прорыва воды происходит при пластовой температуре и не зависит от последующего нарушения теплового режима, разбор которого является темой настоящей работы.

Другая пара скважин I блока - 503 и 2096 - имеет более сложное строение, что обуславливает некоторые трудности как в постановке эксперимента, так и при расшифровке данных. Лишь отсутствие опыта изучения сложных реальных пластовых систем привело к тому, что первыми объектами исследования оказались не простейшие однопластовые разрезы, а самые сложные интервалы со слиянием в один объект, по крайней мере, трех-четырех пластов, как это наблюдается в скв. 503.

Экспериментальный материал измерений в 1972 г. представлен в таблице 15, а результаты первых опытов с волнами давления на экспериментальном участке КГУ приведены в таблице 17.

Сопоставление двух разрезов и нормированных профилей притоков и расходов показывает, что связь по пластам " b_{12} ", " b_3 ", и " z_2 " между данной парой скважин быть не может, так как они либо отсутствуют в одной из них - " b_{12} ", либо не перфорированы - " z_2 ", либо не принимают воду - " b_3 ". Остаются примерно 2 равнозначных пласта " $в$ " и " z_1 ". В таблице 15 расчеты проведены для обоих. В

принципе возможны 3 варианта:

- 1) связь по пласту “в”;
- 2) связь по пласту “ z_1 ”;
- 3) связь по пласту “в” справа налево и по пласту “ z_1 ” слева направо (рис. 76).

Какие же критерии можно использовать для отбора истинного варианта. Пьезопроводность не может служить критерием - она как бы обезличена. Все, что она утверждает - это однородность проницаемости того пласта, по которому прошла волна давления. Косвенно это говорит о том, что, скорее всего, это один и тот же пласт в обоих направлениях, так как иначе надо допускать совпадение проницаемостей 2-х пластов, что с учетом их однородности на 400-метровом интервале, явление весьма редкое.

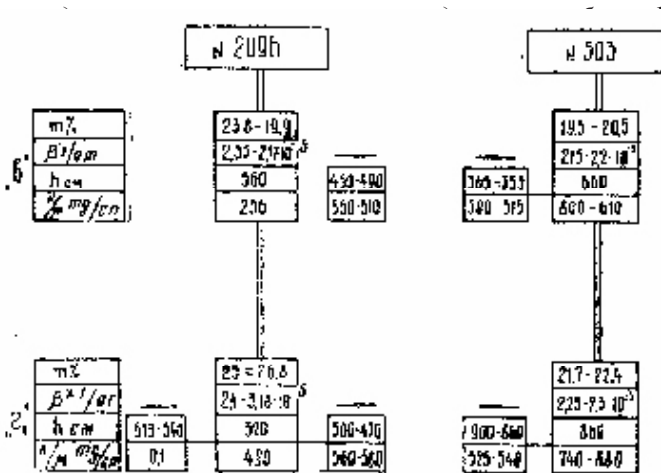
При одинаковой проницаемости, точнее проводимости, пластов разность в коэффициентах гидропроводности определяется мощностью пластов. Анализ показывает, что для пласта “в” это допустимо. В скв. 503 гидропроводность его несколько ниже, чем в скв. 2096, но и мощность пласта при отсутствии критерия разделения части единого монолита, слившихся пластов “ b_{12} ”, “ b_3 ”, “в”, “ z_1 ”, тоже может быть несколько занижена. У пласта “ z_1 ” мощность в скв. 2096 меньше, чем в скв. 503, и гидропроводности во столько же раз меньше. Ясности это не вносит.

Можно воспользоваться косвенным критерием. При приеме волн давления на обеих скважинах наклон кривой изменения стационарной составляющей давления P_0 был очень небольшим в сторону падения. Это говорит о том, что объем закачки и излива на задающей скважине близки друг к другу с преобладанием излива над закачкой. Этому условию ближе удовлетворяет пласт “ z_1 ”. Прямой критерий сравнения проницаемостей, полученных по геофизическим данным каротажа, также в данном случае не помогает, так как проницаемости пластов близки друг к другу. Таким образом, если разница в пьезопроводностях между пластами “в” и “ z_1 ” и существует, то она весьма не велика и с погрешностью, не превышающей общих ошибок опыта, она может быть в данном случае принята одинаковой. В соответствии с этим, численные данные в виде таблицы 15 приведены для обоих пластов так, как будто волны давления прошли по ним и одновременно достигли скважины-приемника. По данному поводу уместно сказать, что такой спорный случай встретится еще на одном интервале во II блоке. Однако, искажения формы сигнала, возникающего при сложении 2-х первых гармоник с одной частотой, но с разным сдвигом фаз ни в том, ни в другом случае не наблюдалось. А это означает, что они либо приходят одновременно, либо одна не приходит совсем. И то, и другое событие маловероятные. Однако одновременный приход по двум одинаковым пластам все-таки предпочтительнее. Дальнейший набор экспериментального материала поможет выделить тонкие детали этого интересного механизма,

найти критерий оценки при сравнении пластов-претендентов на лидерство в изучаемом интервале.

Да-
тверждаю

Со-
сторон-
дены в
фильтр-
как до
Пласт
ется и
был пер-



только под-
рована одно-
астов приве-
кие значения
ельного, так
вало вообще.
е выклинива-
ти в ВНК не

Таблица 18

По предложению ТамНИПИ, который решил испытать на приток слегка охлажденный пласт “г₁” в скв. 1065, (рис. 76), он был перфорирован, но почти сразу же обводнился в результате заколонной циркуляции и был переведен под нагнетание. Приемистость его оказалась очень низкой и в настоящее время он не принимает воду, хотя и отдает ее при изливе.

Совершенно очевидно, что в интервале между скв. 2096 и 1065 сохранилась большая чисто нефтяная зона, причем в какой-то степени охлажденная от других работавших пластов в скв. 2096 и 1065. Опираясь на полученные экспериментальные данные и делая некоторые допущения, можно оценить вязкость жидкости в

данном пласте. По известной пьезопроводности и упругоэластичности можно найти коэффициент проницаемости пласта как отношение

$$\frac{k}{\mu} = \bar{\alpha} \beta^* = 3000 \cdot 3,8 \cdot 10^{-5} = 0,11 \text{ д/м}$$

Допуская, что пласт “z₁” однороден по проницаемости не только в интервале между скв. 503 и 2096, но и дальше по простиранию в направлении на скв. 1065, можно распространить, конечно, в грубом оценочном приближении на него проницаемость пласта промытого интервала беря наиболее низкие значения. Тогда

$$\mu = \frac{0,500}{0,1} = 5 \text{ д}$$

Это, по-видимому, верхний предел, так как реальная проницаемость, скорее всего, будет ниже, чем 0,5 д. Полученное значение в 2 раза больше начального значения вязкости нефти в данном районе Ромашкинского месторождения при начальной температуре пластов (T₀ = 34°C). Оценивая эту цифру в 5 сп. необходимо иметь в виду, что это среднее значение на весь 444-метровый интервал между скважинами. Обе они изливают из пласта “z₁” чистую воду. Значит, часть пласта занята водой, вязкость которой в несколько раз ниже. Отсюда следует, что реальная вязкость жидкости, охлажденной чисто нефтяной части пласта, будет значительно выше.

Вязкость жидкости в пористой среде с микронными размерами пор - это самостоятельная и большая проблема не только нефтяной науки, но и гидрогеологии и геотермии. Нет никаких обоснований считать одинаковыми вязкость жидкости в свободном объеме при лабораторных измерениях на вязкозиметре и вязкость жидкости в поровом пространстве. Возможны 3 подхода к решению этой важной задачи:

1) определение макроскопической вязкости через коэффициенты вращательной и трансляционной диффузии, измерения которых можно наладить используя технику диэлектрической спектроскопии заполненных пористых сред или измерения диффузии с помощью ядерного магнитного резонанса;

2) произвести измерения вязкости жидкости при пропуске ее через керн или модельную пористую среду с точно известными фильтрационными характеристиками;

3) найти способ определения вязкости пластовой жидкости непосредственно в промысловых условиях. Этот путь наиболее труден, но зато он решает задачу прямо и однозначно.

Заканчивая это небольшое отступление, следует еще раз напомнить, что во всех расчетах, приведенных в данной книге, используются вязкости воды и нефти, заимствованные из лабораторных измерений в свободном объеме. Если только

реальная вязкость в поровом пространстве из-за заметного взаимодействия молекул жидкости со стенками коллектора будет выше, то в соответствующих комплексах коэффициентов пьезопроводности и гидропроводности значения других параметров так же будут иными. В частности, проницаемость тоже должна быть пропорционально выше.

В 1976 г. удалось провести измерение с помощью волн давления от скв. 503 и 2096 в северном на-правлении в сторону первого эксплуатационного ряда Ю-Ро-машкинской площади. Как и ожидалось, значения параметров пласта оказались значительно выше, чем в поперечном направлении. Так пьезопроводность для пласта “г₁” скв. 2096 оказалась равной 41200 см²/сек, а для скв. 503 еще выше 47600 см²/сек. Таким образом, для скв. 2096 удалось получить пьезопроводность в трех направлениях; на запад, восток и север соответственно 3000 см²/сек, 23400 см²/сек и 41200 см²/сек. Мало вероятно, что такое сильное различие результатов в начальной, естественной анизотропии пластов. На запад, как уже отмечалось, низкие значения связаны с заполнением коллектора пласта “г₁” загустевшей, охлажденной нефтью. Высокое значение на север в направлении основного отбора нефти - это бесспорно результат многолетнего абразивного действия закачиваемой воды с мехпримесями на пористую среду вдоль линий тока жидкости. По-видимому, большие объемы протекающей по пласту воды промывают в нем более короткие и широкие каналы, значительно уменьшая так называемый коэффициент извилистости и повышая проницаемость пород.

К сожалению, и этот вопрос нуждается в глубоком специальном изучении.

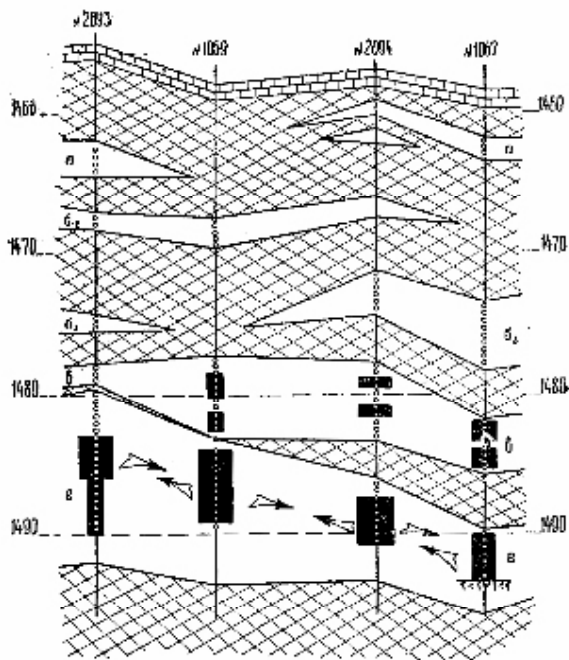
Все затронутые проблемы имеют очень важное значение для формирования информационного массива АСУ. Только точные, однозначные исходные данные будут давать непротиворечивые решения при автоматическом объективном управлении разработкой месторождения, когда изменения режима работы одной скважины повлекут за собой перестройку работы других.

§ IV-3. II БЛОК СКВАЖИН 1067, 2094, 1069, 2093

Геологический разрез участка нагнетательного ряда вдоль этих скважин дан на рис. 77. В этом районе в качестве пласта-индуктора безраздельно господствует пласт “г₁”. Поэтому установление, по какому из пластов разреза осуществляется связь между скважинами, не представляет труда. Хотя и тут существует сомнительный случай, когда волна между скв. 1067 и 2094 может пройти и по пласту “в”. Тем более, что в годы исследований (1972 - 1973), он проявлял повышенную активность.

Пласт “г₁” в южной части Ромашкинского месторождения обладает повсеместной распространённостью, лучшими коллекторскими свойствами и к нему

приурочена большая часть запасов нефти горизонта Д₁. Несмотря на это, сильная литологическая неоднородность строения сказывается и на нем. На примере предыдущего блока из четырех скважин был виден полный набор вариантов по однородности - от лучшего интервала для всего экспериментального участка КГУ до худшего и даже полного выклинивания с отсутствием связи.



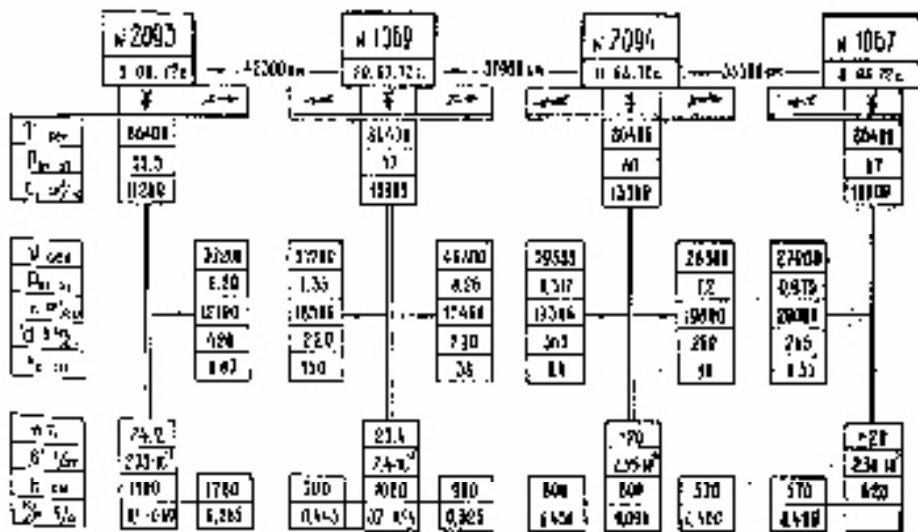
В рассматриваемом блоке, если исключить краевые зоны, связь есть между всеми скважинами, но при этом хорошо заметны и флуктуации всех параметров, данные о которых собраны в сводной таблице 19.

Наиболее однороден интервал между скв. 1067 и 2094. Для него практически равны изотропности в обоих направлениях и совпадают значения коэффициентов гидропроницаемости. В этом отношении он напоминает пласт "б₃" между скв. 2095 и 1065. Тот только почти вдвое хуже по коллекторским свойствам.

Рис. 77. Геологический профиль по линии нагнетательных скв. 1067, 2094, 1069, 1093. Обозначения те же, что и на рис. 76.

Заметную неопределенность в этот интервал вносят профили притока и закачки. В обеих скважинах из-за близости к ВНК перфорирована только часть мощности пласта, что привело к очень напряженной работе призабойной зоны и для нагнетательных скважин не дало ничего, кроме заведомого ухудшения

приемистости скважин. В скв. 1067, кроме того разрушен цементный камень за колонной, и на глубине 1715 м стоит цементный мост, отсекающий половину мощности пласта "с₁".



Из этого рассмотрения следует очень важный для промысловой практики вывод, он подтверждается и анализом последующих интервалов данного блока о

том, что частичная перфорация однородного пласта или изоляционные работы на нем не дают нужного эффекта. Пласт по-прежнему работает на полную мощность, а проводимые мероприятия лишь уменьшают приведенный радиус скважины и через него - коэффициент продуктивности.

Соседний интервал между скв. 2094 и 1069 неоднороден как по пьезопроводности, так и по гидропроводности. Более или менее совпадают между собой только вычисленные мощности пласта. В таблице 19 для скв. 2094 использована пористость не из каротажных данных ($m = 16,7\%$), как явно ошибочная, а средняя для пласта “ z_1 ”. Зона пониженной проницаемости расположена вблизи скв. 1069, т.к., именно с той стороны фиксируется меньшее значение и пьезопроводности и гидропроводности. Что это за неоднородность, можно только гадать. Со временем удастся выяснить - не влияет ли в подобных случаях направление, по которому шла промывка пласта от нефти. Может быть, этот путь предпочтительнее, чем обратный!?

Не исключена возможность и того, что путь слева направо в этом интервале для волны длиннее, чем путь волны справа налево. Ведь пласты неоднородны, и нет радиальной симметрии для фильтрационных потоков от скважины, а значит, и между скважинами, тем более, через застойную зону, закрытую в обычных условиях для фильтрации.

Вычисленная мощность пласта “ z_1 ” в этом направлении совпадает для скв. 2094 и близка к каротажной мощности для скв. 1069. Перфорированная мощность и, естественно, мощность из профилей значительно ниже. Это подтверждает вывод, сделанный на основании рассмотрения особенностей соседнего интервала.

На примере скв. 2094 хорошо видна изотропность двух выделенных направлений по пьезопроводности (проницаемости) и анизотропия по гидропроводности (мощности пласта).

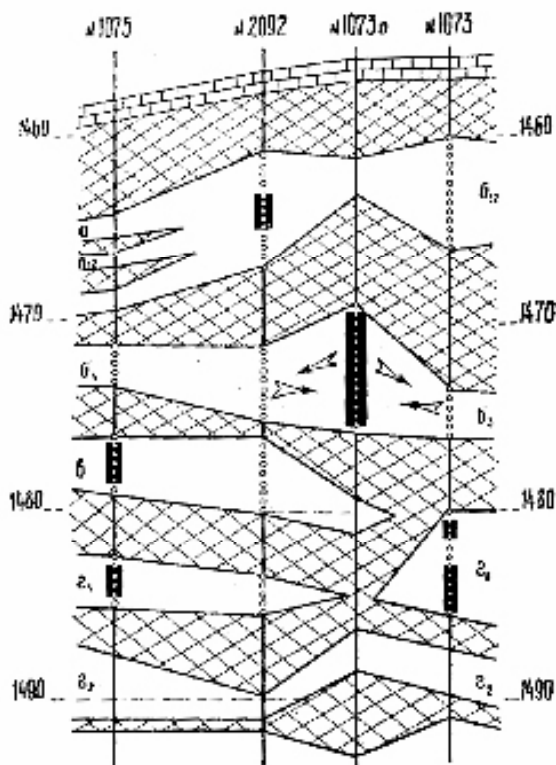
У скв. 1069, также имеющей двухсторонние данные, наблюдается анизотропия как по проницаемости, так и по мощности пласта. Кое-какие заключения по анизотропии можно сделать при сопоставлении направленных значений с круговыми, полученными из обработки КПД. Но об этом речь будет идти в последующей главе при анализе участка по пластам.

Третий, самый левый, интервал на графике рис. 77 также неоднороден по всем значениям направленных параметров. Неоднородность сосредоточена вблизи скв. 2093. Если использовать данные по КПД для этой скважины, то совместное рассмотрение показывает, что где-то совсем рядом с забоем скв. 2093 на расстоянии не более нескольких десятков метров расположено слияние пласта “ z_1 ” с нижележащим пластом “ z_2 ” и, возможно, “ d ”. Об этом однозначно говорит громадная вычисленная мощность пласта в 1870 см, в полтора раза превышающая каротажную мощность, в 2 раза - перфорированную и в 2,5 - эффективно

работающую в скважине по профилям. Кроме того, всегда низкое пластовое давление, близкое к гидростатическому, в скв. 2093 однозначно указывает, что где-то есть большая утечка в пласт большой емкости и постоянного давления (скорее всего неразрабатываемые на данном участке). Пласт " z_1 " вблизи скв. 2093 имеет как бы большое отверстие в подошве, через которое уходит значительная часть воды, закачиваемой в пласт через эту скважину. Может быть, вот эта неоднородность и создает асимметрию движения волн давления от скважины 2093 до 1069 и обратно!?

Вполне естественно, что как по КПД, так и по волнам давления приведенный радиус у скв. 2093 очень мал - всего 0,07 см, т.е. меньше миллиметра. Наоборот, у скв. 1069 в обе стороны - большие направленные значения приведенного радиуса. Именно они и создали скв. 1069 славу высокодебитной. При таком же приведенном радиусе, как 1069, скв. 2093 обладала бы чуть ли не на порядок большей приемистостью.

§ IV-4. III БЛОК СКВАЖИН 1073, 1073а, 2092, 1075



Неоднородность продуктивного горизонта D_1 сказывается не только в микро-, но и макромасштабе. Так первые 2 рассмотренных блока скважин состояли, в основном, из активных скважин, каждая из которых имела в своем разрезе 1 - 2 высокопродуктивных пласта. Обладая крупномасштабной распространенностью, они могли в первом приближении считаться однородными при локальных размерах исследуемых интервалов. Таким

образом, в приложении к ним не возникло слишком сильного сомнения в справедливости теории, развитой для однородных пластов. III блок скважин не похож на 2 предыдущих. Как уже отмечалось, это зона неоднородных, маломощных, часто выклинивающихся пластов с низкими коллекторскими свойствами. Судя по геологическому профилю на рис 78, на нем нет ни одного пласта, на который воздействовали бы одновременно хотя бы 2 скважины. Пласт " z_2 ", по-видимому, не затронут разработкой вообще, " b_{12} " принимает воду лишь в скв. 2092 и то за самое последнее время. На пласт " b_3 " монополию захватила скв. 1073а. В средний пласт " $в$ " закачивается вода в скв. 1075. Исключение составляет нижний из перфорированных пластов " z_1 ", на него работают 2 крайние скважины блока 1073 и 1075, но сам пласт выклинивается и выпадает из разреза в районе скв. 1073а, т.е. и тут прямая связь отсутствует. По этой причине серийно проводившийся пропуск волн давления вдоль ряда в 1973 г. на этот блок не распространялся.

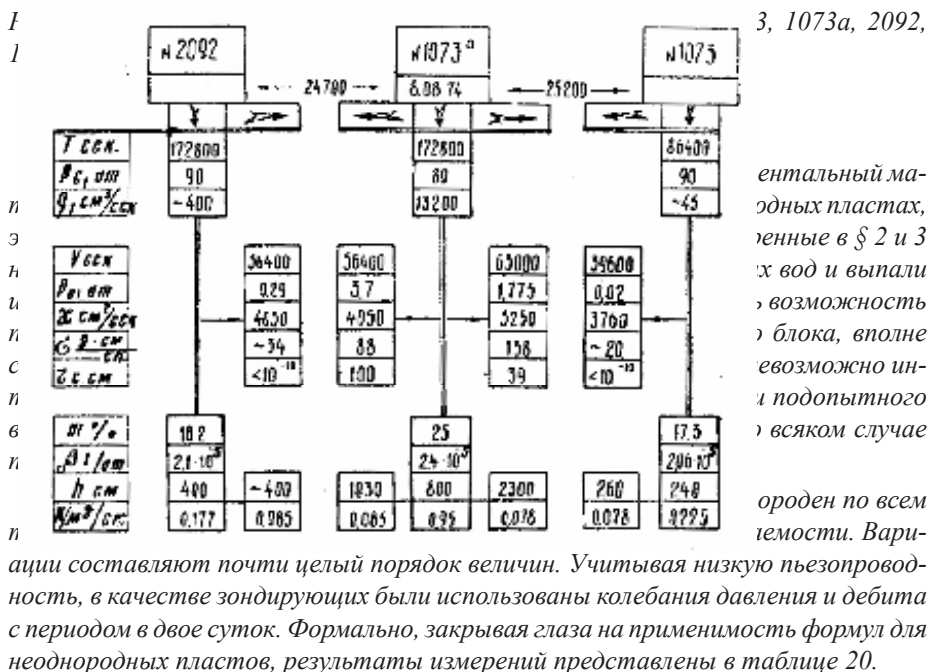


Таблица 20

Несколько неожиданной оказалась весьма хорошей связь скв. 1073-а со своими соседками с обеих сторон. На скважины-приемники 1073 и 2092 пришли волны с громадными амплитудами в 3,7 ат и 1,775 ат. Эти цифры покажутся действительно громадными по сравнению с амплитудой сигнала в 0,02 ат, зарегистрированные аппаратурой, при пропуске волн суточного периода в обратном направлении со скважины 1073 на скв. 1073а. Как видно, разница в 2 порядка.

Кроме хорошей связи оказалось, что по расчетам пласт однороден по пьезопроводности, а следовательно, и по проводимости и проницаемости. Что это - реальная действительность или капризы используемых не по назначению теоретических зависимостей? Ясно, что дело идет об усредненных параметрах пласта. Используя полученное ранее значение коэффициента сжимаемости коллектора, найден коэффициент упругоэластичности, а по нему рассчитана проводимость. Она оказалась, по крайней мере, вдвое ниже, чем самые низкие значения для этого пласта в данном районе, полученные по каротажу. Уменьшение значений проницаемостей вдвое против каротажных - это не ново. В предыдущих блоках почти по всем скважинам можно отметить тот же коэффициент. Это не означает, во всяком случае однозначно, что это ошибки геофизического каротажа.

Из приведенных измерений следует, что время запаздывания волны при проходе от центральной скв. 1073а в обе стороны и, наоборот, в обратном направлении примерно одно и то же. Это означает, что скорость волн по этому пласту одинакова и при распространении по клину от широкой стороны к узкой и, наоборот, от узкой - к широкой. Если так, то волна распространялась по какому-то тонкому наиболее проницаемому слою и не реагировала на мощность пласта, следовательно, полученным данным по пьезопроводности можно верить!? Но тогда повисает в воздухе большая разность в проницаемостях пласта “б₃”

в районе скв. 1073а $k_0 = 0,95$ д и 1073 и 2092, где $k_0 = 0,2$ д. Одно из трех - либо весь пласт по всему разрезу имеет такую низкую проницаемость, либо играет роль его сильная пространственная анизотропия, либо, наконец, скорость волны в прямом и обратном направлении всегда одна и та же и определяется средней проницаемостью независимо от места расположения неоднородностей на этом пути. В последнем случае получаемые иногда разности хода (1073а $\rightarrow$ 1073; 2093 $\leftarrow$ 1069; 1069 $\leftarrow$ 2094; 3258 $\leftarrow$ 8979) являются ошибками опыта, что маловероятно. Реальность скорее всего ближе ко второму варианту - анизотропии пласта, когда проницаемость его и мощность намного выше в направлении, перпендикулярном к нагнетательному ряду, т.е. плоскости чертежа рис. 78.

Если при вычислении пьезопроводности по сдвигу фаз, где участвует только время запаздывания периодического сигнала, не возникает каких-либо несуразностей, то при нахождении коэффициента гидропроводности недоуменных вопросов гораздо больше. Наиболее просто и однозначно можно найти направленные значения гидропроводностей для скв. 1073а. У нее один перфорированный пласт, поэтому амплитуда волны на входе в пласт точно известна и по давлению, и по дебиту, т.е. в величинах $P_{с1} = 89$ ат и $q_1 = 13200$ см³/сек нет никаких сомнений. Полученные значения направленных гидропроводностей приведены в соответствующих графах таблицы 19. Они несколько отличаются по абсолютной величине. Это различие уже противоречит логике. В направлении от скв. 1073а на скв. 2092 проницаемость выше, средняя мощность пласта больше, чем в противоположном направлении, а гидропроводность ниже. Эта разница обусловлена разностью в амплитудах волн, прошедших на скважины. В формуле для гидропроводности (I-22) величина $P_{с1}$ стоит в знаменателе.

Хотя величины гидропроводностей вызывают недоумение, но они все же остаются в пределах возможного. Однако вычисленные по ним мощности пластов уже выходят за рамки разумного. При мощности пласта по геофизическим данным в скв. 1073а $h_0 = 800$ см, направленные значения равны на восток в сторону скв. 2092 $\vec{h} = 1030$ см, а на запад в сторону 1073 $\vec{h} = 2300$ см. 23 м - это не реально. Виновата с $\vec{\sigma} = \frac{k}{\mu} \cdot h_0 = 0,085 \cdot 400 = 34$ д·м / ат, а в скв. 1073а пласт "б₃" предста μ расположенную с юга на север, и основная масса воды идет вдоль трубы, а не поперек ее. Отсюда и завышение значения мощностей пласта в поперечном направлении. Возможны, вероятно, и другие механизмы. Оба значения приведенного радиуса для этой скважины лежат в разумных пределах и подтверждаются высокой продуктивностью скважины. В обратном направлении вычисление гидропроводностей затруднено тем, что по данным дебитометров-расходомеров пласт "б₃" ни в скв. 2092, ни в скв. 1073 воды не принимает и не отдает. Однако волна от них достигает до

скв. 1073а, значит, либо закачка, либо излив, либо то и другое вместе происходит и только не фиксируется приборами.

В скв. 2092, согласно измерениям дебитометром, весь расход и приток сосредоточены против пласта “б₁₂”. Но по температурным профилям видно, что есть заколонная циркуляция и поступление воды в пласт “б₃”. Количественная интерпретация температурных профилей пока еще не разработана, поэтому разделить суммарный дебит по пластам не удастся. По данным дебитометра-расходомера в скв. 2092 суммарная амплитуда первой гармоники по дебиту равна $q_1 = 2120 \text{ см}^3/\text{сек}$. Если допустить, что работает только пласта “б₃”, то эквивалентное этой амплитуде знач[е]ние $[\bar{\sigma}]_h = 0.8 \cdot 240 = 192 \text{ д} \cdot \text{см}/\text{сп}$ см/сп, откуда мощность пласта при уже известной проводимости превышает 20 м?!

Значит нужно либо гадать о пропорции, в какой закачка и излив делятся между пластами, либо пойти в решении от обратного. Скажем, зафиксировать мощность пласта “б₃” в скв. 2092, исходя из геофизических данных в $h_0 = 400 \text{ см}$. Тогда эквивалентный этой мощности коэффициент гидропроводности будет равен

откуда, теперь уже искомая амплитуда колебаний задающего дебита согласно (II-54), будет равна

$$q_1 = \bar{\sigma} \cdot 5.9 \cdot P_0 \sqrt{v_1 - \frac{\pi}{8}} \cdot e^{(v_1 - \frac{\pi}{8})} = 400 \text{ м}^3 / \text{сек}$$

что составляет около 19% от суммарной амплитуды. Эти значения, как наиболее достоверные, и занесены в таблицу 20.

Вполне аналогичная картина и для скв. 1073. По серии измеренных профилей принимает и отдает воду только пласт “г₁”. Но раз волна доходит до скважины 1073а по пласту “б₃”, то на входе должна существовать и входная амплитуда дебита. Воспользуемся вторично предположением, что мощность пласта равна значению, полученному из каротажных данных $h_0 = 240 \text{ см}$. Тогда приведенное к этой мощности значение гидропроводности будет

а амплитуда задающего дебита

$$q_1 = 45 \text{ см}^3/\text{сек},$$

что соответствует дебиту закачки и излива $q_n = q_n \approx 3 \text{ см}^3/\text{сек}$. Естественно, что различить такой расход или приток на фоне $100 \text{ м}^3/\text{с}$ при точности прибо-

ра в 5 - 10% практически невозможно. Манометр, обладая на порядок меньшей погрешностью измерений, четко выделяет амплитуду пришедшей волны. А более грубый прибор, дебитометр, не может измерить соответствующую амплитуду задающего дебита ни в случае одиночного пласта, ни, тем более, в сложном профиле.

Все предыдущие рассуждения, кажущиеся на первый взгляд правдоподобными, становятся под сомнение, когда вычисляются данные для приведенного радиуса скв. 2092 и 1073. В формулу, определяющую приведенный радиус (I-23, I-24), под знаком корня входит в квадрате отношение амплитуд задающей и принятой волны. Так как на буфере нагнетательных скважин III блока давление поддерживается с 1974г. на уровне 135 - 140 ат, то амплитуда задающих импульсов получается довольно высокой - порядка 90 ат (см. табл. 20). Амплитуда же принятых колебаний ничтожно мала - сотые и десятые доли атмосферы. Их отношение дает такие большие величины, что найденный по ним приведенный радиус невыразимо мал. Можно было ожидать малых значений, судя по плохой приемистости, но радиусы, исчисляемые миллионными и даже миллиардными долями сантиметра, - это что-то прямо указывающее на несправедливость принятой модели для расчета, либо на какую-то особенность работы призабойной зоны.

Чтобы как-то спасти положение можно привести такие дополнительные данные. Было замечено, что при закрытии водовода, давление и на буфере, и на забое скв. 1075 скачком падает сразу на 85 - 90 % давления закачки. При вычислении параметров из КПД это приводило к большой разнице между параметрами пластов, найденных по КПД, снятых при пуске скважины на излив после нагнетания и после простоя. Аналогично и здесь. Нереальным приведенный радиус делает

Глава V

АНАЛИЗ ВНУТРИКОНТУРНОЙ ВЫРАБОТКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ НАРУШЕННОГО ТЕПЛОВОГО РЕЖИМА

§ V-1. МЕТОДИКА ТРЕХМЕРНОГО АНАЛИЗА

Широкое внедрение в производственную практику методов искусственного воздействия на пласт в виде законтурного или внутриконтурного заводнения обычной пресной водой позволит, по-видимому, вдвое повысить коэффициент нефтеотдачи пластов и довести его до значения 0,5. В качестве резерва для сегодняшней и завтрашней деятельности ученых и производственников в пластах остается другая половина геологических запасов нефти. Благодаря большому разнообразию нефтяных месторождений и различию термодинамических условий залегания их в недрах земли эта задача не может быть решена сразу в полном объеме. С одной стороны, будут совершенствоваться различные гидродинамические, тепловые и физико-химические методы воздействия на пласт, с другой - необходима эффективная система контроля за выработкой продуктивных горизонтов с помощью гидродинамических и других видов измерений. Без такой системы промысловых количественных измерений текущего коэффициента нефтеотдачи невозможна оптимальная разработка месторождений.

В первом приближении коэффициент нефтеотдачи пластов можно выразить в виде произведения двух членов

$$(V-1) \quad \eta = \eta_o \eta_{\text{охв}}$$

где η_o определяется степенью замещения нефти водой в порах коллектора;

$\eta_{\text{охв}}$ является коэффициентом охвата пластов выработкой.

Приведенные в предыдущей главе оценочные результаты, полученные в интервалах между нагнетательных скв. 503, 2096. а также 1065 и 2095 говорят о том, что после прорыва воды по пласту продолжается его промыв и гидропроводность пласта, а точнее его эффективная мощность, растет во времени. Из этого экс-

периментального факта следует, что величина η_o при продолжающемся после прорыва воды доотмыве пластов может увеличиваться. Однако процесс замещения нефти водой в порах неоднородного коллектора весьма сложен как в микро, так и в макромасштабе, и потребуются долгие годы и оригинальные методики

исследования, чтобы внести в него достаточную для практики ясность. В связи с этим, при дальнейшем изложении предполагается, что η_0 равен единице и его величина не зависит от нарушения теплового режима пласта. Совершенно ясно, что при этом исключается из рассмотрения значительная часть остающихся в недрах запасов нефти и подсчет даст заниженное значение потерь нефти при разработке. Таким образом, в данной книге методика трехмерного анализа сводится к определению коэффициента охвата заводнением в плоскости месторождения каждого нефтенасыщенного пропласта по отдельности с последующим суммированием этих послойных значений для всего продуктивного горизонта в целом. Сам анализ ведется на какую-то определенную дату и состоит из трех последовательных этапов:

1°. Определение элементов термозаводнения по пропласткам.

2°. Расчет возмущенного теплового поля.

3°. Послойный учет текущего объема охлажденной нефти, потерявшей подвижность на дату анализа, и оценка его величины к концу разработки данного участка месторождения. В качестве основных элементов термозаводнения выступают три величины:

1. Эффективно работающая мощность заводняемого пласта - $2h$. Она определяется либо для каждой скважины в отдельности, либо для группы скважин, если свойства их одноименных пластов близки друг к другу и скважины расположены рядом. Для нахождения этой величины используются данные по пьезо- и гидропроводности, полученные методом ВД с учетом коэффициента сжимаемости коллектора, как это было показано в § IV-2.

В тех случаях, когда в зоне движения потока воды находится не пьезометрическая или эксплуатационная скважины, а контрольная с неперфорированной колонной, то вместо ВД в ней могут быть приняты температурные волны, порожденные за ФВТ сезонными колебаниями температуры закачиваемой жидкости. С их помощью [7] могут быть определены средняя скорость фильтрации в данном направлении, теплопроводность подстилающих и покрывающих пласт пород, и кроме того, локальное значение промытой мощности пласта. Значение мощности пласта из каротажных измерений используется только в том случае, когда исключены или невозможны перечисленные выше способы.

2. Средняя скорость фильтрации в направлении, перпендикулярном к нагнетательному ряду. Ее расчет производится при известной мощности пласта-индуктора при наличии на пути ФНВ скважин, через которые прошел ФВТ. Для определения служит выражение (I-4), разрешенное относительно скорости

$$\bar{v} = \frac{x\lambda_n^z \cdot c_n}{2h^2 \delta^2 \cdot c_{\kappa} c_{\text{ж}} \left(\sqrt{1 + \frac{\lambda_n^2 c_n t}{c_{\kappa}^2 \delta^2 h^2}} - 1 \right)} \quad (V-2)$$

x - расстояние от нагнетательного ряда до скважины, где измерено отклонение температуры от начальной пластовой T_0 через время t после начала закачки воды в скважины нагнетательного ряда. Безразмерная температура находится по формуле (I-1), а по ней - соответствующая из таблицы I. В качестве теплофизических параметров для Ромашкинского месторождения приняты: $c_{\text{ж}} = 10^3$ ккал/м³·час, $C_n = 550$ ккал/м³·час, $c_{\kappa} = 600$ ккал/м³·час, а вертикальная теплопроводность подстилающих и покрывающих пласт пород $\lambda_n^z = 1,5$ ккал/м·час·град определена экспериментально [7].

3. Средняя ширина полосы заводнения каждого пропластка. Эта наиболее трудная для экспериментального определения величина. В случае линейного, одномерного потока ее значение находится из простейшего выражения

$$l = \frac{Q}{2hvt} \quad (V3)$$

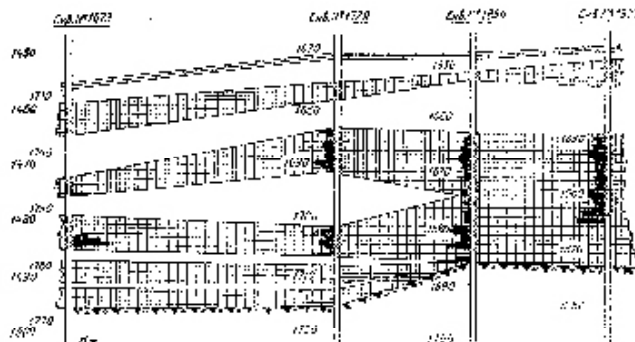
Q - объем закачанной в пласт воды, а величины, стоящие в знаменателе, известны из предыдущих этапов анализа. Удвоенная мощность пласта берется потому, что в выражении (V-2) и др. под h понимается половинная мощность слоя, отсчитываемая по оси z от середины пласта. Суммарный объем воды, закачанной в каждую скважину, известен из промыслового учета. Для скважин экспериментального участка эти данные по годам приведены в таблице 21. Распределение общего объема по пластам можно с известной степенью приближения провести на основании обобщенных профилей закачки, построенных для всех нагнетательных скважин участка (главы II и III). О том, как этот объем распределяется по обе стороны от нагнетательного ряда, можно судить по соотношению объемов отобранной из данного пласта жидкости по площадям. В данном случае Ю-Ромашкинской и Лениногорской. Есть и другие пути вычисления этого соотношения, но они используют дифференциальные значения фильтрационных параметров и при усреднении их во времени, особенно величины действующего перепада давления, дают значительные погрешности. Чтобы данные были более надежными, необходимо в эксплуатационных скважинах наладить учет добытой нефти по пропласткам. Однако, даже для однопластовой системы определенный произвол остается, так как на режим работы эксплуатационной скважины действуют, как правило, не одна, а несколько нагнетательных скважин.

где H_1 , $H_{в.изб.}$ - глубины залегания середины анализируемого пласта и репера "верхний известняк" в метрах, а Γ_D - геотермический градиент горизонта D_1 , который для экспериментального участка по верхней части разреза равен $0,028^\circ\text{C}/\text{м}$.

Оценка потерь в нефтеотдаче будет производиться для двух изотерм фронта возмущения начальной температуры пласта ФВТ и изотермы $22,5^\circ\text{C}$. Предполагается, что последняя ограничивает пространство пласта, в котором нефть потеряла подвижность и не может быть извлечена при простом заводнении. Для изотермы $T = 22,5^\circ\text{C}$ на экспериментальном участке значение безразмерной температуры находится из выражения (I-1). Начальная температура пластов ГД близка к $33,5^\circ\text{C}$, а среднегодовая температура закачиваемой жидкости равна $11,5^\circ\text{C}$.

§ V-2. РАСЧЕТ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕРМОЗАВОДНЕНИЯ

Теоретически изложенная в предыдущем параграфе методика подсчета коэффициента охвата пластов заводнением является безусловно приближенной, однако вполне может обеспечить точность, достаточную при производственной практике на данном этапе. К сожалению, по очень многим причинам даже эту минимальную программу выполнить не удалось. Хронологически первое отступление от намеченного плана было связано с почти полным отсутствием воронок на концах НКТ в эксплуатационных скважинах участка в начальный период времени (1959 - 1964 гг.), что не позволило измерять профили притока по вертикали многослойного продуктивного горизонта. К 1964 г. эти трудности были, в основном, преодолены. На основании проведенных измерений удалось провести корреляцию интервалов закачки воды в пласт и отбора нефти на геологических профилях и диаграммах горизонта D_1 построенных поперек нагнетательного ряда. На рис. 80 дан пример такого профиля тех времен. Однако ежегодные исследования бо-



лее полусотни скважин оказались не под силу малочисленному коллективу сотрудников КГУ, РИЦНВ. При этом же времени график добычи нефти в скважинах не был выполнен.

Начавшееся к середине шестидесятых годов обводнение скважин первого эксплуатационного ряда на Ю-Ромашкинской площади привело к отсечению обводнившихся интервалов пластов-индукторов цементными мостами, благодаря чему стало невозможно проводить температурные измерения и фиксировать время прохождения ФВТ через них.

Наконец, перевод нагнетательных скважин участка в 1973 г. под закачку сточных вод закрыл возможность работы их в периодическом режиме и тем самым использовать метод ВД для определения направленных характеристик в сторону эксплуатационных рядов². Кроме того, редкая сетка скважин, в 2 - 3 раза превышающая по величине характерный размер неоднородностей, даже для лучших по литологии пластов участка, также не способствовала получению необходимых данных.

Все это говорит о том, что система контроля, чтобы быть эффективной, должна органически входить в проект разработки и давать возможность получения всей необходимой количественной информации для анализа текущего состояния нефтеотдачи и принятия необходимых мер для регулирования выработки каждого пласта в отдельности.

Как уже отмечалось в III главе, лучшей, наиболее благополучной во всех отношениях нагнетательной скважиной на участке является 503. В ней воду принимают 3 слитых по каротажным данным пласта "б", "в", "г". Для определения, согласно изложенной выше методике, эффективной мощности принимающего воду интервала в $\beta^* = 0,3 \cdot 4,4 \cdot 10^{-5} + 1,5 \cdot 10^{-5} = 2,4 \cdot 10^{-5}$ с фильтрационных характеристик пласта в сторону Ю-Ромашкинской площади. (Аналогичные измерения в направлении соседней, нагнетательной скважины проводились неоднократно и описаны в IV главе).

Средние значения направленных коэффициентов пьезопроводности и гидропроводности для всего вскрытого интервала в северном направлении оказались равными: $\bar{\chi} = 47600 \text{ см}^2/\text{сек}$, $\bar{\sigma} = 1093 \text{ д-см/сп}$. При пористости пластов $m = 0,25$ (см. таблицу 14) и принятого значения сжимаемости пород коллектора в $1,35 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ат}$ коэффициент упругоэластичности будет равен

Совместное $[2h]_3 = \frac{\sigma}{\left[\frac{k}{\mu} \right]} = 1093/1,166 = 937 \text{ см} = 9,37 \text{ м.}$ приведенные по упругоэмуности зг

$$\left[\frac{k}{\mu} \right] = \bar{x}\beta^* = 47600 \cdot 2,4 \cdot 10^{-5} = 1,166 \text{ д/м}$$

$$[2h]_3 = \frac{\sigma}{\left[\frac{k}{\mu} \right]} = 1093/1,166 = 937 \text{ м} = 9,3 \text{ м}$$

Для вычисления средней скорости фильтрации, согласно выражению (V-2), могут быть использованы температурные замеры, проведенные в скв. 5006 и 5061 с расстоянием от скв. 503 в 675 м и 442 м соответственно. В книге [17] на рис. 76 дана каротажная диаграмма и динамика возникновения температурной аномалии в скважине 5006. При измерении 12.07.63 г. в этой скважине была получена типичная начальная геотерма горизонта Д₁ без признаков охлаждения. Через год на геотерме стала заметна четко выраженная прогрессирующая аномалия в 0,25°C, что говорило о подходе к этой скважине ФВТ. С начала закачки воды к этому времени прошло 6 лет или 61320 часов. По формуле (V-2) для ФВТ с $\delta = 1,822$

$$\bar{v} = \frac{675 \cdot 1,5 \cdot 550}{2 \cdot 600 \cdot 1000 \cdot 3,3 \cdot 1,8 \sqrt{\left(1 + \frac{1,5 \cdot 550 \cdot 61320}{3,3 \cdot 1,8 \cdot 360000} - 1\right)}} = 0,009 \text{ м/час}$$

Это средняя скорость фильтрации, принятая в модели сплошной среды. Реальная скорость движения закачиваемой воды, т.е. скорость ФНВ в пласте будет в 4 раза выше, так как пористость равна 0,25.

$$V_{\text{фнв}} = \frac{\bar{v}}{m} = \frac{0,009}{0,25} = 0,036 \text{ м/час} = 0,864 \text{ м/с} = 315 \text{ м/год}$$

Через 3 года по просьбе КГУ была пробурена оценочная скв. 5061 (рис. 84 и 85 в [17]). При измерении в ней температура промытой части пласта оказалась равной 20°C, что соответствует безразмерной температуре $\theta = 0,6$ и $\delta = 0,37$. Вычисленная по этим данным скорость фильтрации равна $\bar{v} = 0,014 \text{ м/час}$. Увеличение скорости движения хладоносителя можно объяснить по-разному. Судя по таблице 21, в 1963 - 1964 гг. заметно возрос объем закачиваемой жидкости в скв. 503, что должно было неизбежно привести к росту средней скорости фильтрации. Этот вывод был почти однозначным, если бы измерения проводились в одной и той же скв. 5006. Из-за того, что расчет ведется по данным другой скв. 5061, расположенной ближе к скв. 503, рост скорости можно объяснить и тем,

что по литологическим условиям ширина полосы заводнения для этих двух скважин может быть разной. Не лишена основания и версия о веерообразном расширении ФНВ по мере удаления его от точечной нагнетательной скважины.

Для анализа наиболее желательное получение средней скорости фильтрации на дату проведения подсчетов элементов заводнения и в точке максимально удаленной от нагнетательного ряда. В связи с этим удалось в 1975 г. разбурить цементный мост в скважине 1736, расположенной в первом эксплуатационном ряду на расстоянии 1250 м (см. рис. 46). Охлаждение в ней оказалось несколько большим двух градусов. Это соответствует $\delta = 1,163$ в таблице 1 и средней скорости фильтрации $v = 0,011$ м/час. Некоторая натяжка в этом случае связана с экстраполяцией мощности пласта, определенной в интервале между скв. 503 и 5061, на все расстояние до первого ряда. Любое отступление от условий, для которых разработана методика, вносит свою долю погрешности в получаемые результаты.

В вычислении средней ширины полосы заводнения есть также свои неопределенности, начиная с того, что принята линейная модель заводнения при отношении расстояний между рядами к интервалу между скважинами всего 3:1. Некоторый произвол возникает и при разделении общего объема закачанной в скв. 503 воды по направлению в сторону Ю-Ромашкинской и Лениногорской площади. Весь ход разработки этого участка указывает на то, что отток воды в сторону Лениногорской площади был незначительным. Его можно оценить в 10%. Тогда из общего объема закачанной воды в 10569000 м³ на долю северного направления приходится 9620000 м³. При таком разделении средняя за 17 лет для всех трех пластов “б”, “в” и “г” полоса заводнения, согласно (V-3), будет равна

$$l = \frac{962000000}{9,3 \cdot 0,011 \cdot 157680} = 592 \text{ м}_{-130}^{+8}$$

Погрешность определена по величинам двух остальных найденных скоростей фильтрации. Т.к. мало вероятно, что в сторону Ю-Ромашкинской площади пошло больше 90% общего объема воды, то полученное значение средней ширины полосы можно считать верхним пределом. Как видно, он близок к общепринятому значению полосы, отведенной для каждой нагнетательной скважины в ряду и равной расстоянию между соседними скважинами. Так как с одной стороны, у скважины 503 это расстояние равно 400 м, а с другой - 500 м, то среднее значение близко к найденному из расчетов. Это позволяет, хотя и с натяжкой, пользоваться таким определением ширины полосы заводнения в тех случаях, когда нет возможности найти ее из экспериментальных данных.

Полученные элементы термозаводнения позволяют рассчитать величину возмущения теплового поля в любой точке продуктивного горизонта. Для полосы от скв. 503 в сторону Ю-Ромашкинской площади без заводнения по данным главы

III, остался только один пласт песчаника “а”. То, что в нем содержатся большие запасы извлекаемой нефти, говорит длительная эксплуатация этого пласта скв. 5061 и 503а, расположенными в этой зоне.

Для расчета расстояния, на которое ушел по пласту “а” фронт возмущения температуры ФВТ и изотерма 22,5°C, используется формула (I-1). В качестве нового параметра в расчеты вводится расстояние по вертикали от подошвы этого пласта до кровли пласта-индуктора. В данном случае $z = 6$ м. Тогда при $h = 4,69$ м, $v = 0,011$ м/час, $\delta_{\text{ФВТ}} = 1,822$ и $t = 157680$ часов

$$X_{\text{ФВТ}}^a = 1560 \text{ м}$$

Для расчета $X_{2,5}^a$ используется то же выражение, только $\delta = 0,477$

$$X_{2,5}^a = 380 \text{ м}$$

Как видно из приведенных цифр, охлаждением охвачен весь пласт “а” от нагнетательного до первого эксплуатационного ряда, а треть этого расстояния представляет собой застойную зону с загустевшей, потерявшей подвижность нефтью. Вот эта часть и представляет в данном случае безвозвратные потери нефти в горизонте D_1 на дату определения. Как уже неоднократно отмечалось, возможны значительные потери и в заводняемых пластах “б”, “в” и “г”, промытые мощности которых, согласно измерениям, в 2 - 2,5 раза меньше каротажных. Но пока до конца не отработана методика подсчета этих потерь. Трудности связаны с недостаточной изученностью двухфазного течения в промысловых условиях и неопределенностью в выборе теоретических выражений описывающих поведение фильтрационных параметров пластов при прогрессирующем обводнении неоднородного коллектора.

Рядом со скв. 503 расположена скважина 2096, в которой воду принимают 2 пласта “в” и “г”. Общий объем закачанной в эту скважину жидкости делится между пластами в отношении 0,74 к 0,26 (рис. 55). Измерения с помощью ВД, проведенные в северном направлении от этой скважины, дали значения $\vec{x} = 41200$ см²/сек и $\vec{\sigma} = 950$ д·см/сп. Полученная гидропроводность, предполагая, что волны дошли до приемной скважины одновременно по обоим пластам, разделится пропорционально распределению дебита закачки в эти пласты

$$\begin{aligned} \vec{\sigma}_v &= 700\delta \cdot \sigma_1 / \sigma \\ \vec{\sigma}_g &= 250\delta \cdot \sigma_1 / \sigma \end{aligned}$$

При пористости $m = 0,225$ $\beta^* = 2,34 \cdot 10^{-5} 1/\text{ат}$ и, согласно выражениям (I-46),

$$\frac{\kappa}{\mu} = 0,964 \text{ д/м}^2 \cdot \text{с}, a$$

$$2h_6 = 726 \text{ м} = 7,8 \text{ м}, u$$

$$2h_7 = 260 \text{ м} = 2,6 \text{ м}$$

Учитывая, что коридор между скв. 2096 и 503 заводнен полностью и поток воды в нем единый, можно допустить, что и скорость фильтрации в нем примерно одинакова по всей ширине, т.е. $\vec{v} = 0,011 \text{ м/час}$. Одинаково и распределение общего объема закачанной жидкости по площадям. При этих вполне допустимых предположениях и $t = 15 \text{ годам} = 131400 \text{ часам}$.

$$l_6 = \frac{2428000}{7,8 \cdot 0,011 \cdot 131400} = 230 \text{ м}$$

$$l_7 = 168 \text{ м}$$

Под охлаждение в этой зоне попадает пласт “б₃”, который был перфорирован, но не был освоен под закачку. При расчете его возмущенного теплового поля необходимо учесть толщину глинистой перемычки между ним и пластом “в” в $z = 2 \text{ м}$ и элементы термозаводнения пласта “в”, так как он в данном случае выступает в качестве заводненного слоя, охлаждающего пласт “б₃”. При $h_6 = 3,36 \text{ м}$ $t = 131400 \text{ час}$, $\vec{v} = 0,011 \text{ м/час}$ и $z = 2 \text{ м}$.

$$X_{\text{ФВТ}}^6 = 1230 \text{ м}, X_{2,5}^6 = 400 \text{ м}$$

И здесь, как видно, положение, сходное с соседним интервалом. Хороший нефтенасыщенный пласт песчаника “б₃” мощностью в несколько метров охлажден по всей длине, а одна треть с потерей подвижности.

Следующий интервал для анализа связан со скв. 1065 и 2095. Основным пластом, задающим тепловой режим данного интервала, является “б₃”. И в той и в другой скважине до 1964 г. пласт “б₃” принимал по 64% общей закачки. В последующие годы, когда перестал принимать воду пласт “г” в скв. 2095, в ней все 100% закачки идут в пласт “б₃”. Отсюда в среднем за 16 лет эксплуатации в выделенную полосу закачано 5,3 млн. м³ воды, примерно поровну в обе скважины. Как уже отмечалось в IV главе, промытая мощность пласта “б₃” в этом интервале равна 6 м, при пористости $m = 0,21$. Ни температурных измерений, ни замеров с помощью ВД в районе этих скважин нет. Все попытки обосновать необходимость бурения оценочной скважины в этой зоне не увенчались успехом. Основная причина отказа заключалась в том, что в разрезе такой оценочной скважины будет обязательно вскрыт мощный водоносный слой “б₃” и в производственной практике нет пока способов надежной изоляции его. Из-за отсутствия температурных замеров на линии тока, среднюю скорость фильтрации приходится находить грубым объемным методом, используя методiku с обратного

конца. Кроме произвола с распределением закачанного объема по обе стороны от ряда (по-прежнему, 90 и 10%), добавляется неопределенность в выборе ширины полосы заводнения. Однако, опираясь на тот факт, что для скв. 503 расчетная полоса была близка к шагу сетки скважины, можно предположить, что здесь для разбираемых двух скв. 1065 и 2095 равна примерно 700 м. Исходя из этого

$$\bar{v} = \frac{Q}{2h \cdot l \cdot t} = \frac{4770000}{6 \cdot 700 \cdot 140160} = 0,0081 \text{ м/час}$$

При этих условиях ФВТ по пласту “б₃” ушел за границы первого эксплуатационного ряда Ю-Ромашкинской площади. Изотермы ФВТ и 22,5°C для других пластов разреза находятся по уже разработанной методике и выражению (I-1).

$$\text{Скв. 1065 пласт "г"} \quad z = 4 \text{ м} \quad X_{\text{ФВТ}}^{\Gamma} = 800 \text{ м} \quad X_{2,5}^{\Gamma} = 200 \text{ м}$$

$$\text{Скв. 2095 пласт "б}_{12}\text{" } \quad z = 2 \text{ м} \quad X_{\text{ФВТ}}^{\circ} = 820 \text{ м} \quad X_{2,5}^{\circ} = 230 \text{ м}$$

$$\text{пласт "в"} \quad z = 2 \text{ м} \quad X_{\text{ФВТ}}^{\text{В}} = 820 \text{ м} \quad X_{2,5}^{\text{В}} = 230 \text{ м}$$

$$\text{пласт "г"} \quad z = 6 \text{ м} \quad X_{\text{ФВТ}}^{\Gamma} = 770 \text{ м} \quad X_{2,5}^{\Gamma} = 170 \text{ м}$$

Из полученных результатов интересно отметить то, что изотерма 22,5°C по пласту “г” в этом районе к 1975 г. еще не достигла ФНВ, а ведь он остановился за 7 лет до этого. Отсюда следует, что ФНВ встает раньше, чем пласт охладится до 22,5°C. На рост гидравлического сопротивления оказывает влияние вся масса охлажденной нефти, а не только та часть, в которой в твердую фазу выпали парафиновые углеводороды. К сожалению, до сих пор не удалось провести надежных опытов по извлечению нефти из охлажденных пластов. Идея появления неизбежных потерь при охлаждении многопластовых продуктивных горизонтов еще не овладела массами ученых и производственников, хотя сам факт нарушения теплового режима и неизотермичности фильтрации не вызывает теперь сомнений или возражений. На все нужно время и широко поставленные опыты, обеспечивающие перспективу развития нефтедобывающей промышленности.

Рассмотренные выше пути определения элементов термозаводнения имеют смысл дополнить разбором еще одного случая, имеющего свои особенности. Вместе со скважиной 5061 почти одновременно была пробурена вторая оценочная скважина 5062, охлаждение промытых пластов в которой оказалось значительно больше расчетного [17]. Сложилась такая обстановка, что при расстоянии от нагнетательного ряда в 345 м, через нее прошел ФУТ, т.е. в этом районе закачиваемая вода отобрала весь начальный запас тепла в пласте. По расчетам для этого необходима прокачка очень больших объемов воды. Откуда они взялись? Оценка гидродинамической обстановки, при мизерном количестве имеющейся информации, всегда является трудным делом и основана, в основном, на богатой

интуиции геологов. В данном случае с большой степенью достоверности можно предполагать, что скв. 5062 расположена в узкой горловине, через которую проходит весь, или почти весь, объем воды, закачиваемый в пласты “в” и “г” скв. 1067, 2094, 1069 и 2093. На востоке зона, занимаемая этими четырьмя скважинами, как уже подчеркивалось, изолирована от 2095 выклиниванием пласта “в” и зоной загустевшей нефти в пласте “г”. На севере лежит зона выклинивания обоих пластов “в” и “г”, работающих в данных скважинах. Это установлено бурением скв. 6588 (см. рис. 46). Нет связи и на запад со скв. 1073. На юг нет прямого выклинивания, но и отбора со стороны Лениногорской площади практически нет, если не считать возможного языка в направлении скв. 653Э, 6459. Самое интересное то, что такая экзотическая даже для условий Ромашкинского месторождения ситуация сложилась в наиболее литологически однородном и повсеместно выдержанном пласте “г”. В других пластах горизонта D_1 обстановка может быть еще сложнее.

В отличие от других оценочных скважин на участке, скв. 5062 удалось отстоять от перевода в эксплуатационные, не перфорировать и оставить в разряде контрольных. В ней были налажены систематические температурные измерения и удалось устойчиво принимать температурные волны, вызванные сезонными колебаниями температуры закачиваемой воды (рис. 2). По данным этих измерений удалось определить не только среднюю скорость фильтрации $\vec{v} = 0,25$ м/час, но и эффективно работающую мощность промытого слоя $2h = 14$ м [7]. По динамике расширения зоны охлаждения найдена и вертикальная теплопроводность покрывающих и подстилающих пород, которая оказалась равной $\lambda_n = 1,5$ ккал/м·час·град.

Как и следовало ожидать, скорость фильтрации оказалась очень высокой. Согласно таблице 21, в названные выше 4 нагнетательные скважины закачано за шестнадцатилетний срок 17,86 млн. м³ воды. Откуда

$$l = \frac{17860000}{4 \cdot 0,025 \cdot 140160} = 365 \text{ м}$$

Через несколько лет в этом коридоре была пробурена вторая скв. 9463 на расстоянии 700 м от нагнетя гелъного ряда. В ней также регистрируется значительное, прогрессирующее снижение температуры водного слоя. 1970 г. $\Delta T = 2,5^\circ\text{C}$, 1971 г. $\Delta T = 3,6^\circ\text{C}$, 1972 г. $\Delta T = 4,9^\circ\text{C}$. Для дополнительного расчета скорости фильтрации воспользуемся последним значением, для которого безразмерная температура $\theta = 0,204$, а $\delta = 0,9$. При $h = 7$ м $\vec{v} = 0,0237$ м/час. Таким образом, и на расстоянии 700 м высокая скорость потока сохранилась и ширина водного коридора возросла незначительно до $l = 376$ м. Это говорит о том что зона выклинивания пластов “в” и “г”, вскрытая скв. 6588, имеет довольно

большую протяженность. На западе маломощные коллектора имеют также полосообразное строение.

Высокая скорость фильтрации в сочетании с большой мощностью охлаждающего водного слоя несет тяжелые последствия для вышележащих не затронутых разработкой пластов. Так по “б₃” с $z = 1$ м $X_{2,5}^b = 1300$ м, не говоря уже о $X_{фвт}$. Для “б₂”, у которого $z = 5$ м, $X_{2,5}^b = 875$ м. Для “б₁” с $z = 10$ м $X_{22,5}^a = 345$ м и, наконец, у “а” с $z = 15$ м $X_{2,5}^a = 230$ м. Вся зона над этим водным коридором охлаждена по всей полосе между нагнетательным и первым эксплуатационным рядом.

Расчет элементов термозаводнения для других нагнетательных скважин участка аналогичен и проведен одним из перечисленных выше способов.

§ V-3. КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ ПО ОХВАТУ ПЛАСТОВ ЗАВОДНЕНИЕМ В УСЛОВИЯХ НАРУШЕННОГО ТЕПЛОВОГО РЕЖИМА

Несмотря на то, что напряженные условия эксплуатации Ромашкинского месторождения не позволили провести весь запланированный комплекс промысловых измерений для определения влияния на нефтеотдачу внутриконтурного заводнения холодной, поверхностной водой, оценочные расчеты можно сделать по имеющимся экспериментальным материалам. Принципы получения и методика расчета изложена в предыдущих параграфах. Совершенно очевидно, что подсчет потерь следует ограничить полосой между нагнетательным и первым эксплуатационным рядом в сторону Ю.-Ромашкинской площади. Условия фильтрации внутри площади имеют свою специфику и без специального исследования нельзя анализировать нефтеотдачу в этой зоне. В качестве примера, иллюстрирующего в какой-то мере это положение, на рис. 81 приведен отрезок геологического профиля на участке по первому эксплуатационному ряду. Нанесенные на нем интервалы перфораций и профили отбора нефти по пластам не дают возможности представить себе условия дренирования залежи, особенно для пласта “г”. Из-за отсутствия фактических данных приходится отождествлять всю эксплуатационную площадь с укрупненной скважиной или отбирающей галереей. Для полосы на юг в сторону Лениногорской площади данных практически нет, и она автоматически выпадает из анализа. Чтобы упростить расчеты и как-то исключить, прямое влияние первого эксплуатационного ряда, протяженность полосы принимается равной одному километру из общей величины 1200 - 1600 м. Длина нагнетательного ряда, а следовательно, и анализируемой полосы на участке

равна 5 км, если исключить район скв. 2097, которая давно не работает и по всем пластам имеет с остальным участком границу по нетронутой нефти. Таким образом, площадь полосы 5 км², что составляет примерно 0,15% от общей площади. Ромашикинского месторождения и по своим характеристикам близка к средним параметрам, свойственным всему месторождению в целом. Подсчет проводится в поровых объемах. Чтобы перевести их в весовые характеристики, нужно знать нефтенасыщенность пород и плотность нефти в пластовых условиях.

Методику подсчета водо- и нефтенасыщенного порового пространства можно проиллюстрировать на примере наиболее “благополучного” пласта “з”, в котором, кстати, были сосредоточены основные запасы нефти. Для этого пласта ширина обводненного коридора в зоне влияния скв. 503 равна $l = 592$ м. Скорее всего, этот коридор симметричен относительно скважины. Его граница на западе и востоке отстоит от нее на 296 м. Мощность пласта “з” можно выделить из суммарно промытого интервала пропорционально распределению дебита закачки воды по пластам (рис. 48). Для него это будет 0,68 от 9,3 м или $2h = 6,37$ м. Весь этот коридор заводнен и его поровый объем для километровой полосы, т.е. при $X = 1000$ м и $m = 0,25$

$$U_{503}^{\Gamma} = 6,37 \cdot 592 \cdot 1000 \cdot 0,25 = 943 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

У скв. 2096 по пласту “з” $l = 168$ м. Так как расстояние между скв. 503 и 2096 равно 404 м, то при стыковке водных коридоров на востоке для скв. 2096 западная граница будет проходить на расстоянии всего 30 м от скважины, оставляя зону к западу от этой границы нефтенасыщенной. Объем водного коридора этой скважины

$$U_{2096}^{\Gamma} = 2,6 \cdot 168 \cdot 1000 \cdot 0,22 = 96 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

В пласт “з” скв. 1065 закачано пренебрежимо малое количество воды. Мощность его примерно такая же как и у скв. 2096, т.е. $2h = 2,6$ при той же пористости $m = 0,22$. Таким образом, вся зона пласта “з” между скв. 2096 и 1065 осталась нефтенасыщенной и охлажденной в значительной своей части от вышележащих пластов “в” в скв. 2096 и “бз” в скв. 1065. Объем этой нефтяной зоны, учитывая, что из общего расстояния между этими двумя скважинами в 444 м около 30 м, прилегающих к скв. 2096, заводнено и, отодвигая западную границу зоны на 91 м до стыковки с водным коридором скважины, будет равен

$$U_{1065}^H = 2,6 \cdot 505 \cdot 1000 \cdot 0,2 = 289 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

Из них охвачено охлаждением и лежит внутри ФВТ при $X_{ФВТ} = 800$ м

$$U_{ФВТ}^H = 2,6 \cdot 505 \cdot 800 \cdot 0,2 = 231 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

$$U_{2,5}^H = 2,6 \cdot 505 \cdot 200 \cdot 0,2 = 8 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

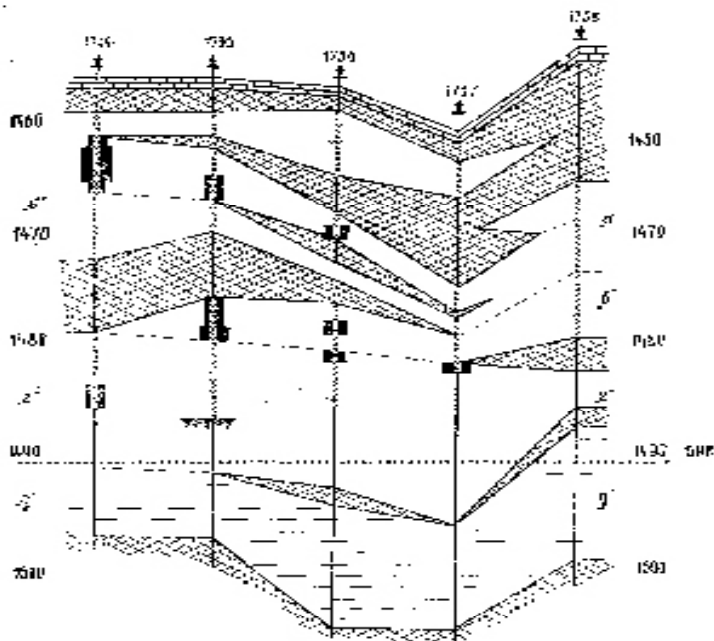


Рис. 81. Геологический профиль отрезка первого эксплуатационного ряда Ю.-Ромашкинской площади. Черными прямоугольниками даны зоны притока нефти в 1964 г.

внутри изотермы $22,5^{\circ}\text{C}$, при $X_{22,5}=200\text{ м}$

Далее идет

зона скв. 2095. В III главе уже подсчитывалось по упругому запасу, что ФНВ в пласте "г" в момент остановки имел радиус 300 м. Мощность пласта "г" в этой зоне по каротажным данным 8 м при пористости $m = 0,234$. На западе границу зоны влияния этой скважины примем на расстоянии радиуса ФНВ в 300 м. Это, кстати, соответствует и половине расстояния до соседней скважины. Тогда весь объем будет равен

$$U_{2095}^{H+B} = 8 \cdot 600 \cdot 1000 \cdot 0,234 = 1123 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

Нефтенасыщенная часть будет меньше, т.к. из общего объема нужно вычесть ту часть, которая занята водой до ФНВ в виде полуцилиндра с $R = 300\text{ м}$.

$$U_{2095}^B = 8 \cdot 0,234 \cdot \frac{3,14 \cdot 9 \cdot 10^4}{2} = 264 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

Отсюда объем, занятый нефтью

$$U_{2095}^H = U_{2095}^{H+B} - U_{2095}^B = 859 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

Из него находится в пределах ФВТ с $X_{ФВТ}^Г = 770\text{ м}$

$$U_{2095}^{\Phi BT} = 8 \cdot 600 \cdot 770 \cdot 0,234 - 264 \cdot 10^3 = 600 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

Под изотерму 22,5°C нефтенасыщенная часть еще не попала, но скоро этот момент наступит.

Район скв. 1067, 2094, 1066 и 2093 имеет смысл просчитать вместе. С севера он на всем протяжении ограничен выклиниванием пласта "г". Точно расстояние до неоднородности неизвестно, но не более 500 м. (Расстояние от нагнетательного ряда до скв. 6588, где этот пласт отсутствует.) Примем ширину этого продольного водного коридора по одну сторону от нагнетательного ряда в 300 м при длине в 1750 м. Средняя мощность порядка 10 м и $m = 0,24$,

$$U_1 = 10 \cdot 300 \cdot 1750 \cdot 0,24 = 1260 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

К нему надо добавить объем выходного коридора, который имеет $2h = 14$ м, $l = 370$ м и $X = 700$ м

$$U_2 = 14 \cdot 370 \cdot 700 \cdot 0,24 = 860 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

При подсчетах в зоне этих скважин необходимо учесть нефтяную оторочку между скв. 2095 и 1067 с размерами 160 на 300 м и объемом $92 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ и такую же оторочку на западе с тем же объемом.

На западной оконечности участка в зоне маломощных, неоднородных коллекторов располагается еще 4 скважины, в которых охлаждение не играет пока существенной роли. Общий объем пласта "г" в этих скважинах для километровой полосы равен $750 \cdot 10^3 \text{ м}^3$, Из них только $20 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ попадает под влияние ФВТ в районе скв. 2092 от вышележащего пласта "б₃", прекрасно работающего в скв. 1073а.

В итоге для пласта "г" на участке общий поровый объем $U = 5320 \cdot 10^3 \text{ м}^3$. Из них нефтенасыщенных $U_n = 5320 \cdot 10^3 \text{ м}^3$, попавших в зону ФВТ $U_{\text{фвт}} = 1040 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ и под изотерму 22,5°C - $U_{22,5} = 60 \cdot 10^3 \text{ м}^3$. Аналогичный схематизированный подсчет проведен и по остальным 4 пластам разреза горизонта Д_г, представленных на

Пласт	U 10^3 м^3	U_n 10^3 м^3	$U_{\text{фвт}}$ 10^3 м^3	$U_{22,5}$ 10^3 м^3	$\frac{U_n}{U}$	$\frac{U_{\text{фвт}}}{U}$	$\frac{U_{22,5}}{U}$	$\eta_{\text{нп}}$
Д ₁	1170	1170	1170	1170	1,00	0,11	0,11	0
Д ₂	1770	1170	1170	1170	0,66	0,11	0,11	0,11
Д ₃	1000	000	000	000	0,11	0,10	0,10	0,11
Д ₄	1100	110	110	110	0,10	0,10	0,01	0,11
Д ₅	1110	100	100	100	0,11	0,10	0,01	0,11
Д ₆	1170	1170	1170	1170	0,11	0,11	0,01	0,11

Во второй графе таблицы даны послойные поровые объемы продуктивных пластов, которые перфорированы в анализируемой полосе. Алевриты в подсчетах не участвуют. В третьей графе указаны объемы пластов, оставшиеся на дату анализа нефтенасыщенными. В четвертой - нефтенасыщенные объемы, охваченные начавшимся охлаждением. В пятой - те объемы нефтенасыщенных пластов, которые уже имеют температуру ниже 22,5°C. В шестой, седьмой и восьмой приведены коэффициенты потерь нефти, в качестве которых выступают отношения нефтенасыщенных и охлажденных объемов к общему объему продуктивной части горизонта. В последней колонке таблицы 22 приведен коэффициент нефтеотдачи по охвату пластов заводнением, полученный из выражения

$$\eta_{\text{охв}} = 1 - \frac{U_{\text{н}}}{U}$$

(V-5)

Все данные 1.01. 1975 г. Как и следовало ожидать, в наиболее тяжелом положении оказались верхние слабопроницаемые пласты. Если не будет принято каких-то специальных решений по повышению охвата пластов выработкой, то охлажденные объемы будут продолжать расти во времени и цифры восьмой и седьмой колонки будут все больше приближаться к числам, данным в шестой графе.

К изложенному следует добавить, что нефть, оставшаяся в промытых холодной водой пластах, также охлаждена и потеряла подвижность. По данным И.Ф.Глумова из ТатНИПИ, при анализе керна материала, в том числе и по скв.5061 остаточная нефтенасыщенность у заводненных песчаников Ромашкинского месторождения составляет около 30%, т.е. $\eta_0 = 0,7$. Применяя это значение для анализируемого участка получим общий коэффициент нефтеотдачи горизонта D_1

$$\eta = \eta_0 \cdot \eta_{\text{охв}} = 0,7 \cdot 0,6 = 0,4$$

Выводы и рекомендации

1°. В неоднородном, многослойном продуктивном горизонте, вскрытом единым фильтром в нагнетательной скважине, из-за неравноскоростного продвижения хладагента по слоям происходит тепловая интерференция между пластами, и как следствие - изменение их фильтрационных характеристик. Закачка воды с

температурой ниже пластовой ведет к снижению гидро- и пьезопроводности охлаждаемых пластов. Справедливо и обратное утверждение. Нагнетание в продуктивный коллектор теплоносителя приведет к улучшению фильтрационных параметров всех пластов разреза.

2°. В итоге многолетней работы и нескольких тысяч промысловых измерений показано, что для Ромашкинского нефтяного месторождения с внутриконтурным заводнением продуктивных коллекторов холодной поверхностной водой к концу разработки из-за охлаждения менее интенсивно вырабатываемых пропластков возможны потери до 25 - 30% нефти.

3°. Для эффективной выработки многослойного горизонта на каждый пласт должна быть пробурена своя система нагнетательных скважин, схема расстановки которых должна определяться фильтрационными параметрами этих пластов.

4°. При наличии лишь одного пласта, вскрытого перфорацией в данной нагнетательной скважине, и циклическом режиме ее работы, возможен полный и всесторонний контроль за его выработкой гидродинамическими методами в сочетании с тепловыми.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Закончен второй этап многолетнего труда по изучению теплового режима нефтяного месторождения с внутриконтурным заводнением. Первоначальные интуитивные представления о возможном влиянии неизотермической фильтрации в неоднородном многопластовом продуктивном горизонте на коэффициент охвата пластов выработкой сменились, хотя и сильно схематизированными, но все же количественными расчетами.

Как показывает весь ход изложения экспериментального материала в данной книге, два фактора осложняли проводимую работу. Во-первых, несмотря на самое благоприятное отношение со стороны руководства Производственным объединением Татнефть и его НГДУ, крайне напряженный режим разработки месторождения, без производственных резервов, а также отсутствие в плановых показателях необходимых для контроля гидродинамических измерений, не позволили вклиниваться в процесс эксплуатации и получать необходимую для анализа информацию в достаточном объеме. Вторая причина является в какой-то мере следствием первой и состоит в чрезвычайно слабой изученности фильтрационных характеристик реальных коллекторов. Обобщая изложенное по ходу написания книги, а также и то, что из-за ограниченности объема монографии или недо-

статочной ясности не вошли в ее содержание, можно констатировать, что проводимость среды, как важнейший параметр разработки месторождения, сильно зависит от многих внешних факторов силового воздействия на пласт:

1°. От направления движения флюида в системе пласт-скважина. Она в 2 - 3 раза выше при притоке, чем при закачке воды в пласт.

2°. От соотношения между горным и пластовым давлением или от абсолютной величины пластового давления.

3°. От направления движения флюида в плане месторождения. Реально существующая начальная анизотропия пласта усиливается в процессе его разработки. Разница в направленных значениях пьезо- и гидропроводности может достигать порядка величин.

4°. От вида запуска нагнетательной скважины по закачку.

5°. От величины приложенной депрессии, уменьшаясь по экспоненциальному закону при росте величины перепада давления или амплитуды приложенных колебаний давления или дебита.

6°. От частоты или периода циклического воздействия на пласт. Нефте- или водонасыщенный коллектор представляет собой дисперсионную среду, параметры которой зависят от частоты приложенных колебаний давления. Времена релаксации по давлению p и дебиту q , ответственные за это, имеют порядок величины в десятки минут, а их отношение для заводненных пластов лежит в пределах

$$1,1 < \frac{\tau_p}{\tau_q} < 1,5.$$

7°. При неизотермической фильтрации от возникновения термоупругих напряжений в пористой среде.

8°. От возникновения трещиноватости в призабойной зоне.

9°. Наконец, от величины начального градиента сдвига.

Этот перечень нельзя считать полным, еще многое обнаружится при тщательном проведении тех или иных промысловых опытов. Однако и на основе приведенных фактов ясно, что гидромеханическая модель вязкой сплошной среды с мгновенной скоростью передачи возмущения, лежащая в основе подземной гидромеханики как науки, уже исчерпала себя. Ей еще можно приписывать свойства пластичности, упругости, деформируемости и т.п., но адекватного описания реальной среды она не даст. Назрела необходимость перехода к гидрофизической модели с учетом вида и величин взаимодействия флюида с поровой поверхностью и реальных схем фильтрационных потоков в пористой среде. Одиночная молекула флюида при поступательном движении на один сантиметр по пласту проделывает путь от единиц (для трещиноватых коллекторов) до десятков тысяч см в

гранулярных коллекторах.

Не менее важной задачей является не лабораторное, а промышленное изучение двухфазной фильтрации и отработка промышленных методов контроля и управления нефтеотдачей пластов по степени замещения нефти водой, водными растворами или другими реагентами.

Изложенный в IV главе способ определения приведенной по упругоэластичности мощности пласта можно рассматривать как пробу.

Опыт показал, что гидродинамические методы обладают во много раз большей разрешающей силой и информативностью, чем общепринятые сейчас локальные геофизические методы определения фильтрационных характеристик. Гидродинамические методы исследования пластов необходимо широко внедрять в производственную практику. Именно сведения, полученные с их помощью, должны лечь в основу информационного массива АСУП и обеспечить переход в перспективе к автоматическому машинному управлению выработкой продуктивных пластов и разработкой месторождения. Тепловой режим должен быть неотъемлемой частью этой программы.

п р и л о ж е н и е

—

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

11

X	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100

100

[illegible]

[illegible]

[illegible][illegible]

[illegible]

ЛИТЕРАТУРА

1. Бан А., Богомоллова А.Ф., Максимов В.А., Николаевский В.Н., Оганджанянц В.Г., Рыжик В.М. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости. М., Гостоптехиздат, 1962.
2. Баренблат Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М., «Недра», 1972.
3. Бронштейн И., Семендяев К. Справочник по математике.
4. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. М., «Недра», 1964.
5. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., «Недра», 1973.
6. Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии. [Под ред. Непримерова Н. Н.], Казань, Изд-во КГУ, 1962.
7. Вопросы экспериментальной геотермологии. [Под. ред. Непримерова Н.Н.]. Казань, Изд-во КГУ, 1973.
8. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. М., «Недра», 1970.
9. Добрынин В.М. Деформации и измерения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1970.
10. Желтов Ю.П. Деформации горных пород М., «Недра», 1966.
11. Молокович Ю.М. Одномерная фильтрация несжимаемой вязкопластичной жидкости. Казань, Изд-во КГУ, 1969.
12. Молокович Ю.М., Скворцов Э.В. Одномерная фильтрация сжимаемой вязкопластичной жидкости. Казань, Изд-во КГУ, 1971.
13. Кей Д., Леби Т. Справочник физика-экспериментатора. М., ИЛ, 1949.
14. Кларк С. Справочник физических констант горных пород. М., «Мир», 1969.
15. Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Особенности внутриконтурной разработки нефтяных пластов. Казань, Изд-во КГУ, 1961.
16. Непримеров Н.Н. Вопросы совершенствования разработки нефтяных месторождений. — В сб.: Теоретические и экспериментальные исследования разработки нефтяных месторождений. Казань, Изд-во КГУ, 1964.
17. Непримеров Н.Н., Пудовкин М.А., Марков А.И. Особенности теплового режима нефтяного месторождения. Казань, Изд-во КГУ, 1968.
18. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т., Зотов Г.А. Механика

насыщенных пористых сред. М., «Недра», 1970.

19. Рид Р., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. М., Гостоптехиздат, 1964.

20. Теоретические и экспериментальные проблемы разработки нефтяных месторождений. (Тезисы конференции). Казань, Изд-во КГУ, 1972.

21. Термозаводнение нефтяных месторождений. [Под. ред. Непримерова Н.Н.]. Казань, Изд-во КГУ, 1971.

22. Термика, термодинамика и разработка нефтяных месторождений. Казань, Изд-во КГУ, 1976.

23. Толубинский Е.В. Теория процессов переноса. Киев, «Наукова думка», 1969.

24. Чарный И.А. Основы подземной гидравлики. М., Гостоптехиздат, 1956.

25. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. Киев, ГИТЛ, 1961.

26. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М., Гостоптехиздат, 1959.

РЕЛАКСАЦИОННАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ

ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

g_0 — начальный градиент давления.

h — толщина пласта.

k — коэффициент проницаемости.

$$\frac{\tau_p}{\tau_q}$$

$$k_{\tau} = k \frac{\tau_q}{\tau_p}$$

p — давление.

t — время.

$\vec{w}$ — вектор скорости фильтрации.

w — модуль скорости фильтрации.

β^* — коэффициент упругоэластичности пласта.

$\gamma = 1.781072418$ — постоянная Эйлера.

$$\frac{k}{\beta^*}$$

$\varepsilon = \mu$ — гидропроводность.

$$\frac{k}{\beta^*}$$

$\chi = \frac{k}{\beta^*}$ — коэффициент пьезопроводности

пласта.

$$\chi_{\tau} = \chi \frac{\tau_p}{\tau_q}, \chi_{\omega} = \chi \frac{\tau_p \tau_n}{\tau_q \tau_d}, \chi_{\omega} = \chi \frac{\tau_n}{\tau_d}$$

μ — вязкость жидкости.

ρ — плотность жидкости.

σ — среднее фиктивное напряжение пористой среды.

τ_m, τ_c — постоянные времени релаксации пористости.

$\tau_n, \tau\sigma$ — постоянные времени релаксации напряжения.

τ_0 — предельное напряжение сдвига.

τ_p, τ_d — постоянные времени релаксации давления (градиента

давления).

τ_q — постоянная времени релаксации скорости фильтрации

(дебита).

$$\tau_n = \frac{(m\beta_n \tau_n + \beta_c + \tau_d)}{\beta^*}, \tau'_c = \tau_c \left(1 - \frac{\beta_c}{\beta^*}\right)$$

$E_1(z)$ — интегральная показательная функция.

$$\operatorname{erf} c(z) = 1 - \operatorname{erf}(z)$$

$\operatorname{erf}(z)$ — интеграл вероятностей.

$I_\nu(z)$ — функция Бесселя первого рода мнимого аргумента ν -го порядка.

$J_\nu(z)$ — функция Бесселя первого рода действительного аргумента ν -го порядка.

$K_\nu(z)$ — функция Бесселя второго рода мнимого аргумента ν -го порядка. $\ker(z)$, $\operatorname{kei}(z)$ — функции Томсона.

$\operatorname{li}(z)$ — интегральный логарифм.

$Y_\nu(z)$ — функция Бесселя второго рода действительного аргумента ν -го порядка.

ВВЕДЕНИЕ

Благодаря высоким темпам развития индустрии Советского Союза нефтяная промышленность страны быстро прошла путь становления и превратилась в высокорентабельную отрасль народного хозяйства. В сжатые сроки были разведаны обширные территории; в промышленную разработку вовлечены основные запасы, находящиеся в недрах материкового осадочного чехла. Интенсификации добычи нефти и заметному повышению коэффициента нефтеотдачи месторождений способствовало введение их в разработку по научно обоснованным проектам с широким использованием заводнения как основного метода воздействия на продуктивные пласты.

К концу семидесятых годов нефтяная промышленность страны вступила в такой период своего развития, когда для поддержания достигнутого уровня добычи нефти, кроме продолжающегося приращения новых запасов, необходим качественный скачок в самой технологии добычи, сходный с тем, что был получен при внедрении заводнения залежей. Одним из таких перспективных путей заметного повышения нефтеотдачи на вновь вводимых и уже разрабатываемых месторождениях является резкое повышение информативности об эксплуатируемом объекте и переход к повседневному активному контролю и управлению выработкой продуктивных горизонтов [32 — 36].

На этом пути лежат серьезные методические и экспериментальные трудности, связанные как с несовершенством самих методов контроля, так и слабой изученностью поведения естественного пласта-коллектора при одно- и двухфазной фильтрации и механическом воздействии на него вытесняющей нефть агентом. В итоге многолетних исследований, результаты которых изложены в монографии [36], выяснены некоторые стороны поведения фильтрационных параметров пласта при закачке и отборе из него жидкости. Из промысловых опытов установлено, что проводимость пласта зависит от направления движения жидкости в системе пласт — скважина, от степени разрушенности призабойной зоны, от направления движения флюида в плане месторождения, от соотношения между горным и пластовым давлением, от величины перепада давления, от теплового режима месторождения и многих других факторов.

При использовании волновых методов контроля, когда давление и дебит становятся функциями времени, громадное значение приобретают релаксационные явления запаздывания в установлении равновесных значений между давлением и скоростью потока или дебитом скважин. По существу при таком режиме в пласте имеет место релаксационная фильтрация. Промысловая практика показывает, что, кроме обычной релаксации, связанной с запаздыванием во времени при переходе из одного стационарного состояния в другое и описываемой хорошо известным дифференциальным уравнением типа теплопроводности, в котором

членом, ответственным за запаздывание, является коэффициент упругоэластичности пласта, введенный в теорию В.Н.Щелкачевым [55], имеют место релаксационные эффекты более высокого порядка. В среде, обладающей несколькими релаксационными механизмами, фильтрационные характеристики пластов (пьезопроводность и гидропроводность), определяемые по классическим формулам упругого режима [7, 35], будут зависеть от частоты задающих колебаний. Из этого следует, что без детального исследования релаксационных явлений в природных нефтеводонасыщенных коллекторах и определения набора констант времен релаксации, использование фильтрационных волн давления для контроля за выработкой пластов будет грубым и в связи с этим малоэффективным методом.

Не менее важное значение имеют релаксационные явления и при оценке параметров пластов по переходным процессам пуска или остановки скважины, работающей с постоянным дебитом или постоянной депрессией, если они используются для контроля за эффективностью тех или иных методов воздействия на пласт, а также при разработке экспресс-методов исследования призабойной зоны скважин.

В настоящей книге принят дедуктивный метод изложения. Сначала приведена теория в главах I — III, а затем экспериментальные данные, подтверждающие полученные результаты. В действительности все происходило наоборот. Сначала были получены многочисленные опытные данные, которые не укладывались в рамки существовавших теоретических моделей переходных процессов, а затем, после многих неудачных попыток, были подобраны теоретические схемы, которые в первом приближении описывали фактические результаты измерений. Трудности изучения релаксационных эффектов связаны с множественностью механизмов запаздывания в переходных процессах, фиксируемых на экспериментальных кривых. В связи с этим в теоретическом плане рассмотрен ряд возможных вариантов описания релаксационных явлений, оставаясь в пределах принятых в теории фильтрации моделей сплошной среды.

Однако, несмотря на усложнение теоретических моделей, реальный продуктивный коллектор все еще намного сложнее тех предположений, которые легли в основу расчетов. Не удалось пока удовлетворительно описать процессы, происходящие в пласте в режимах простой — нагнетание и нагнетание — простой. Совершенно очевидно, что проницаемость реальных пластов сильно зависит от давления. Учет этой зависимости приводит, как известно, к нелинейным дифференциальным уравнениям, для которых нет пока аналитических решений. Не меньшие трудности возникают и при вычленении отдельных эффектов в чистом виде из экспериментальных кривых, пригодных для сопоставления с тем или иным разделом теории. Дело в том, что при решении инверсных задач подземной гидродинамики, когда по известным из эксперимента зависимостям $P = P(t)$ (КВД), или $q = q(t)$ (КПД) необходимо найти определяющие эту зависимость параметры системы, нет однозначного выбора.

Неписанное правило, которое сложилось у авторов настоящей работы в процессе многолетних промысловых исследований, гласит: при изучении какого-либо эффекта в сложных природных геологических системах необходимо:

а) на основе массовых промысловых поисковых измерений выбирать наиболее простые по строению объекты, близкие по своим свойствам к идеализированным теоретическим моделям;

б) проводить его комплексное изучение не по одному, а нескольким параметрам; не одним, а несколькими методами; не одной, а разной аппаратурой; не одним, а разными исследователями;

в) многократно повторять наиболее важные измерения, исключая тем самым случайные ошибки;

г) не просто наблюдать тот или иной эффект, а ставить активный эксперимент, подтверждающий его наличие и выявляющий его различные стороны;

д) не спешить с выводами, а искать другие альтернативные объяснения.

Не составили исключения и релаксационные эффекты. Однако, несмотря на большую серию поставленных специальных опытов, эта книга скорее ставит вопрос на обсуждение, чем дает однозначный ответ на реальные механизмы релаксации в продуктивных коллекторах. Исследования продолжаются. Поэтому авторы заранее благодарны за все критические замечания и пожелания, которые будут присланы в их адрес.

§ 2.1. Выбор объектов, аппаратура и методика исследований

п. 1. В литературе о разработке нефтяных месторождений стала тривиальной ссылка на сложность литологического строения природных коллекторов нефти и газа. В промысловых измерениях, в отличие от лабораторных, лишь с оговорками можно пользоваться теми или иными модельными представлениями, которые отвечают имеющимся теоретическим разработкам. Не всегда удается получить и однозначный ответ на поставленный природе вопрос. Наиболее простой путь состоит в предположении, что изучаемый пласт в первом приближении однороден, изотропен и т. п. и подборе для ответственных исследований реального объекта, наиболее подходящего к выбранной модели, используя имеющееся большое многообразие в строении самих пластов и условиях их залегания.

Накопленный опыт показывает [36], что более точные и надежные результаты глубинных измерений получаются в тех случаях, когда в исследуемой скважине вскрыт только один пласт. Хорошо, если он к тому же прослеживается в соседних скважинах и литологически выдержан на больших территориях.

Вторым обстоятельством, значительно упрощающим как измерения, так и расчеты, является использование в качестве основного объекта исследований нагнетательных скважин. При таком выборе решается сразу целый комплекс проблем. Жидкость можно считать однофазной и несжимаемой с точно известными характеристиками. Измерения дебита и давления можно производить как на забое, так и на устье скважин. Нагнетательная скважина с успехом работает и в режиме закачки, и в режиме излива, создавая возможность полного набора из шести типов переходных процессов, вместо двух на эксплуатационной скважине [36]. Возможный диапазон давлений и дебитов на таких скважинах в несколько раз больше, чем в эксплуатационных. Кроме того, благодаря отсутствию НКТ потери напора на трение потока в обсадной колонне значительно меньше и столб жидкости в скважине, несмотря на большие глубины, не оказывает заметного влияния на процессы, происходящие на забое и в пласте.

В качестве третьего фактора, упрощающего исследование, можно использовать ограничение зоны дренирования при переходных процессах по радиусу от изучаемой скважины за счет подбора оптимальной длительности во времени снимаемых кривых $p(t)$ и $q(t)$. Если в область влияния с радиусом $r_k(t)$ не попадают зоны дренирования других скважин или границы пласта, то переходные процессы можно рассматривать как происходящие в бесконечном по протяженности пласте. В работе [36] для девонского горизонта D_1 Ромашкинского месторождения было показано, что таким оптимальным временем измерения импульсных процессов можно считать 5 часов. При таком выборе радиус влияния уходит от забоя возмущающей скважины на 200 - 500 м, что, с одной стороны, меньше или равно

половине расстояния между скважинами, с другой, не превосходит характерного для данного месторождения размера литологических неоднородностей.

Наконец, немаловажное значение в современных условиях разработки месторождений с их перенапряженным ритмом имеет и тот факт, что манипуляции на нагнетательных скважинах, неизбежные при исследованиях, не сказываются непосредственно на выполнении плана по добыче нефти.

В качестве дополнительного преимущества выбора основных объектов для изучения релаксационных эффектов водоносных пластов в нагнетательных скважинах можно указать на использование полученных результатов в гидрогеологической практике и разработке месторождений термальных вод.

п. 2. Из-за ограничения объема книги в работе [36] была изъята глава с описанием исследовательской аппаратуры станции ЭДИС-КГУ. Нет возможности сделать это и в данной монографии. В главе V будет дано лишь краткое описание устьевых манометров, а в этом пункте приведены некоторые сведения о дебитомерах-расходомерах, с помощью которых получены экспериментальные результаты.

Для измерения зависимости $q(t)$ начиная с 1956г. до настоящего времени используется гидродинамическая ненагруженная турбинка [35]. Это связано с тем, что она может без большой погрешности работать в очень широком диапазоне изменения дебитов от нескольких кубометров до нескольких тысяч кубометров в сутки, при оборотах турбинки с фиксированным шагом от 0,05 до 150 об/сек.

Работа преобразователя основана на пропорциональности числа оборотов свободно вращающейся турбинки n скорости набегающего потока v . Каждый оборот крыльчатки с помощью магнитной муфты приводит к одному переключению прерывателя в цепи питания прибора и выдаче одного импульса в канал связи и счетчик импульсов на поверхности

Калибровка эффективного шага турбинки производится перед каждым замером в скважине путем отсчета числа оборотов при пуске или подъеме прибора в неподвижном потоке. На рис.1. в качестве примера приведены результаты калибровки дебитомера-расходомера в 5 обсадной колонне. При обычной каждодневной калибровке делается лишь 3 - 5 замеров числа оборотов на 100-метровом интервале. На рисунке приведены результаты более обширных и детальных измерений с учетом скорости спуска или подъема прибора. Из графика видно, что наклон калибровочных прямых, а следовательно, и эффективный шаг турбинки зависят от направления скорости потока относительно прибора. Он меньше для дебитомера (I) и больше для режима работы датчика как расходомера (II). Это связано с асимметрией гидродинамического тракта прибора.

По разбросу точек на рис. 1 можно определить погрешность прибора, которая не превышает 5% в худших случаях. Для изучения релаксационных эффектов на начальных участках кривых $q(t)$ разработан способ замера не числа

оборотов турбинки за фиксированный промежуток времени (обычно 10, 20 или 50 сек), а времени одного оборота турбинки. Для этого служит кварцованный электронный

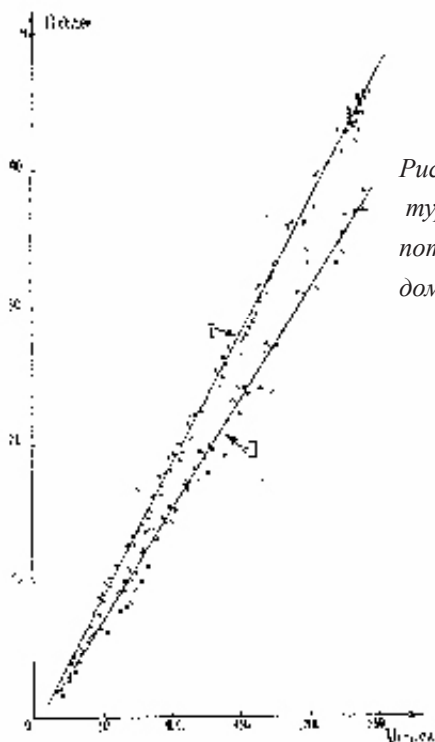


Рис.1. Зависимость числа оборотов турбинки от скорости набегающего потока: I-для дебитомера; II-для расходомера.

счетчик времени на частоте 10 кГц. Передним фронтом импульса, образованного размыканием цепи питания глубинного прибора, часы запускаются. Задним фронтом, при замыкании цепи после одного полного оборота турбинки, часы останавливаются, показывая длительность одного оборота. Электронные часы имеют выход на цифрпечать, что при несложной автоматике дает возможность производить измерения дебита каждую секунду.

п. 3. Как видно из предыдущего пункта, при наличии достаточно широкодиапазонного дебитомера-расходомера измерение зависимости изменения дебита при прямоугольном скачке давления не представляет каких-либо экспериментальных трудностей. Сложность заключена в самом скачкообразном переводе скважины из

На рис.2 дан начальный участок кривой $q(t)$, снятый по описанной методике без гидравлического удара. Эта форма повторяется и на других скважинах. Из

одного режима в другой. Теория, как известно, разрабатывается для мгновенного скачка депрессии или скорости потока. Учитывая, что для определения искомых фильтрационных параметров пласта преобразованные графики кривых $p(t)$ и $q(t)$ строятся в логарифмическом масштабе времени, где начало кривых сильно растянуто, особенно большое, если не решающее, значение приобретает именно сам механизм пуска или остановки скважины.

Из шести возможных переходных процессов в нагнетательной скважине мгновенно можно провести только один: пуск скважины на излив после длительно-го простоя (ПИ) за счет открытия одним ударом крановой задвижки на устьевой арматуре. Однако и этот процесс имеет свои особенности. Как правило, на нагнетательных скважинах, имеющих 5" или 6" обсадные колонны, ставится обычная фон-танная арматура с проходным сечением 2" или 2,5". Если в скважине нет НКТ, то открытие задвижки приводит к гидравлическому удару потока о пьедестал, площадь которого в 4 - 6 раз больше проходного сечения задвижки, появлению от-раженной упругой волны, которая со скоростью звука начинает курсировать между пьедесталом и забоем скважины, модулируя по скорости восходящий поток. Затухание ее, как показывает практика, для $H \sim 1800$ м продолжается около 20 сек, что при логарифмической шкале времени занимает чуть ли не треть графика при его полной длительности в 5 часов.

Положение несколько облегчается, если в скважине есть НКТ. Сечение в этом случае одинаково почти на всем протяжении потока, но отражение возникает при повороте его на 90° для выпуска из скважины через боковую задвижку. Длительность пульсаций и их амплитуда имеют тот же порядок, что и в предыду-

щем случае. Для прецизионных измерений поток приходится выпускать через НКТ вверх, через открытый конец лубрикатора, в котором закреплен дебитомер.

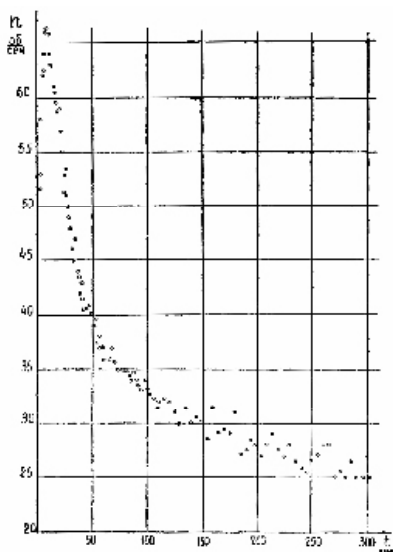


Рис. 2. Кривая изменения дебита во времени для скважины 1724 а, пущенной на свободный излив.

графика следует, что в течение первых 5 - 10 сек сказываются инерционность потока и большие потери на трение при сдвиге с места жидкого стержня длиной в 1700 - 1800 м относительно шероховатых, коррозированных НКТ,

Накопленный опыт показывает, что в случае выпуска потока через боковую задвижку независимо от того, есть в скважине НКТ или нет, плавное открытие ее в течение 15 - 20 сек убирает нежелательные пульсации и начиная с 30 - 50 сек после начала открытия кривая более или менее близко ложится на кривую, снятую при мгновенном открытии в идеальных условиях. Это позволяет, хотя и с погрешностями, проводить исследования на обычных скважинах без их специальной переделки.

Аналогичная обстановка имеет место и при пуске скважины из простоя под нагнетание (ПН).

Два других режима снятия кривых падения дебита (КПД), нагнетание - излив (НИ) и излив - нагнетание (ИН), более сложны с пусковой точки зрения, так как за время пуска нужно закрыть одну задвижку и открыть другую. При этом поток в скважине и в пласте меняет свое направление движения на обратное. Естественно, что неопределенность точки начала отсчета здесь значительно выше. Все сказанное приводит к тому, что при обычных замерах, без принятия специальных мер, отсчеты, сделанные в течение первых 50 - 100 сек, идут с большой неопределенностью, как по абсолютной величине дебита, так и по положению этой точки на шкале времени. Ясно, что по ним нельзя делать основополагающие выводы.

п. 4. При снятии кривых восстановления давления (КВД) на нагнетательных скважинах в режимах излив - простой (ИП) и нагнетание - простой (НП), крановыми задвижками вообще пользоваться нельзя, так как при мгновенном закрытии задвижки движущийся столб практически несжимаемой жидкости за счет гидравлического удара снесет устьевую арматуру или разорвет трубы. Плавное закрытие шиберной задвижки в течение 20 сек дает ту же самую картину, что и при открытии скважин. Начальные точки КВД в пределах 50 - 100 сек также содержат элемент неопределенности, который в данном случае принципиально невозможно устранить, и нельзя получить, хотя бы для сравнения, эталонную кривую. Неопределенность начального участка кривых при пуске под нагнетание сильно затрудняет интерпретацию полученных экспериментальных результатов и определение типа релаксационного механизма. Поэтому в настоящей работе используются пока только КПД и КВД снятия в режимах ПИ и ИП.

п. 5. На фонтанных нефтяных скважинах получение достоверных данных еще более затруднено. При пуске скважины на излив после простоя кривая $q(t)$ искажается пульсациями газожидкостного потока и частичной перекачкой жидкости из затрубного пространства в НКТ и обратно. Длительность пульсаций исчисляется уже не секундами как на нагнетательной, а часами и полностью маскирует релаксацию пластов.

Более надежные и пригодные для анализа результаты на фонтанных скважинах можно получить лишь при снятии КВД с учетом притока.

п. 6. Методика подготовки скважин, снятие кривых КПД, особенности их обработки и исключение многочисленных искажающих факторов подробно изложены в работе [33] и здесь приводиться не будет.

§ 2.2. Влияние иерархии релаксационных эффектов на форму экспериментальных кривых переходных процессов

п. 1. Рассмотрение реальных зависимостей давления и дебита от времени при изменении режима работы скважины логичнее всего начать с кривой падения дебита (КПД), снятой при пуске однопластовой скважины на излив после длительного простоя (ПИ), когда пласт в ее окрестности можно считать невозмущенным. Как было показано в предыдущем параграфе, в этом случае имеются все условия для получения кривой переходного процесса, наиболее близко соответствующей теории, развитой в первых трех главах. Единственной помехой являются потери на трение, которые в пределах нескольких процентов делают переменным давление на забое пущенной скважины. Однако эти отклонения от граничных условий довольно легко могут быть учтены при расчетах [33].

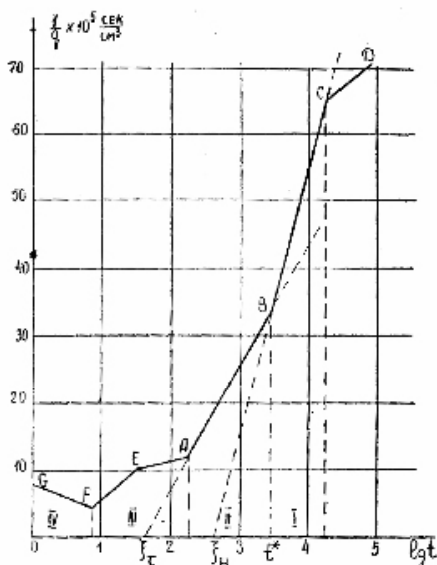


Рис. 3. Преобразованный график КПД (ПИ), снятый на скв. 1724 а 28.08. 77 г. (обозначения в тексте).

На рис 3 дан преобразованный график суточной КПД однопластовой, очаговой нагнетательной скважины 1724 а Ю. Ромашкинской площади, оборудованной для мгновенного открытия с выпуском потока без локальных гидравлических сопротивлений. Как видно, он состоит из целого набора прямолинейных отрезков и в целом имеет довольно сложную форму. Анализ его удобнее начать с дальнего по

времени отрезка СД. Схема расположения нагнетательных скважин на Ромашикинском нефтяном месторождении такова, что при средней пьезопроводности девонских пластов в 10^4 см²/сек фронт возмущения достигает половины расстояния между скважинами за 5 - 7 часов. Исходя из этого, отрезок СД, наклон которого по отношению к ВС может быть любым, определяется не свойствами пласта, а влиянием соседних скважин. К нему не применима теория, развитая для бесконечного пласта.

В настоящей работе, опираясь на многолетнюю практику на Ромашикинском месторождении, снимаемые кривые КПД и КВД будут ограничены временем 5 часов = 18000 сек или по шкале десятичных логарифмов значением 4,26. Этот диапазон нельзя автоматически переносить на другие месторождения без предварительного исследования кривых на полную длину до выполаживания асимптотического участка СД.

Отрезок ВС представляет собой участок истинной кривой соответствующего переходного процесса, наклон которого и положение относительно осей преобразованных координат определены фильтрационными параметрами пласта.

Отрезок АВ соответствует зоне влияния релаксации второго порядка, если за первый порядок принять сам переходный процесс, наличие которого обусловлено упругоэластичностью пластовой системы и описываемый обычным уравнением пьезопроводности. Его выделение на кривых переходных процессов и изучение стали возможны благодаря большой длительности перераспределения дебита и давления в пласте и относительно высокой точности измерений.

Участок FEA - это зона релаксации третьего порядка малости, исчисляемая десятками секунд и относящаяся к переупаковке призабойной зоны размером в 5 - 15 метров. Форма отрезка FEA может быть самой разнообразной. При попытке отработать методику г/д контроля за эффективностью различных способов воздействия на призабойную зону пласта, были сняты десятки кривых КПД на разных скважинах длительностью в 300 сек до и после воздействия. Однако интерпретация их пока затруднена отсутствием адекватной теории этого интересного явления. По-этому анализ этих участков выходит пока за рамки настоящей работы. Ему будут посвящены специальные исследования.

Наконец, четвертая зона с отрезком GF соответствует перестройке потока в стволе скважины при изменении режима. Здесь и упругие свойства колонны, и конечная скорость распространения возмущения, и инерционность потока, и многое другое. Все они имеют длительность не более 5 - 10 сек.

Итак, экспериментально наблюдается четыре механизма релаксации, определяющих форму кривых переходных процессов при импульсном воздействии на пласт. Из них в настоящей книге подлежат анализу только два первых, т.е. участок ABC. Более высокие порядки требуют специального изучения.

§ 2.3. Двухзвенные графики преобразованных кривых переходных процессов

п. 1. На рис. 4. приведена преобразованная КПД той же скважины 1724 а, что и в предыдущем параграфе, снятая лишь на год раньше с обычным интервалом измерений между точками в одну минуту [36]. Депрессия почти та же $\Delta p = 60$ ат. Нетрудно видеть, что она представляет собой двухзвенный полигон и почти полностью повторяет участок АВС на рис. 3. Форма этого графика совпадает и с рис. 1, т.е. удовлетворяет либо модели с релаксационным законом движения, либо с тем частным случаем, когда времена релаксации в законе движения удовлетворяют соотношению $(t_p, t_n) > (t_q, t_d)$.

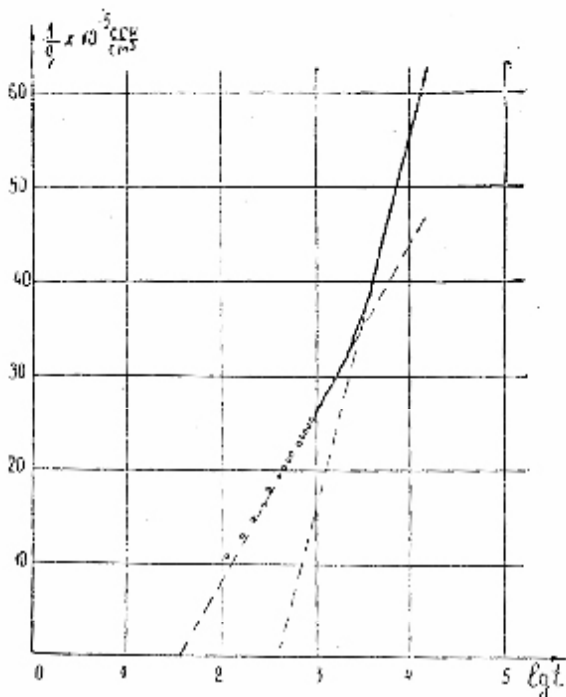


Рис. 4. Преобразованный график КПД (ПИ) скважины 1724 а - 17. 07. 76 г.

Расчет фильтрационных параметров пласта и определение отношений времен релаксаций по данным рис. 4. произведены по формулам (4.1.4) и (4.1.25)

$$\varepsilon = \frac{k}{\mu} = 80 \cdot 10^{-6} / \text{м}^2, \varepsilon_\tau = \frac{k_\tau h}{\mu} = 6 \cdot 10^{-6} / \text{м}^2$$

$$\left(\frac{t_p}{t_q} \right)_i = \frac{i_n}{i_t} = 2, \left(\frac{t_p}{t_q} \right)_e = 10^{e_n - e_t} = 10,$$

$$\frac{t_n}{t_d} = \frac{i_t}{i_n} = 10^{h_n - h_t} = 5$$

Эти данные и приведены в первой строке таблицы 1. Сопоставление их с результатами повторных измерений, сделанных через год (рис. 3) и приведенных во второй строке таблицы 1, говорит о хорошей повторяемости результатов. Следует отметить, что в выбранном интервале времен 1 - 300 минут такая форма преобразований КПД встречается наиболее часто. В таблице 1 приведены результаты еще 2 скважин. Их число можно было бы намного увеличить используя ранее полученный материал [36], если бы не разумное самоограничение, которое экспериментатору необходимо делать всегда, когда речь идет о подтверждении каких-либо новых, явлений. Чтобы исключить случайные ошибки в используемых кривых, нужны какие-то дополнительные меры по контролю за их формой. В данном случае положение может быть значительно облегчено, если дополнительно проанализировать наряду с КПД и результаты измерения в обратном переходном режиме ИП, т. е. форму преобразований кривой КВД для той же скважины.

Таблица 1 Простой - излив

№ п/п	№ скважины	Дата	Пласт	Др. м	Lgt*	z, дм/м	(t ₀ t ₀) ₁	(t ₀ t ₀) ₂	w/t ₀ d
1	1724a	17.07.76	Д ₁ - "Б ₁ "	60	3,5	8,0	2,00	10,0	5,0
2		28.08.77	" "	64	3,4	7,5	2,00	10,0	5,0
3	1075	25.07.73	Д ₁ - "Г"	40	3,1	8,5	1,65	6,3	3,8
4	1073a	5.08.73	Д ₁ - "Б ₁ "	35	3,3	130,0	1,65	12,6	7,6

он мало чем отличается от графика КПД на рис. 4. Расчет фильтрационных параметров, результаты которых приведены во второй строке таблицы 2, ведется по формулам (4.1.11) и (4.1.39). Для удобства сравнения в первой строке повторены данные из первой строки таблицы 4.1. Некоторое расхождение в

данных, как будет видно из дальнейшего, обусловлено разной величиной депрессии, при которых были сняты кривые ПИ и ИП для данной скважины.

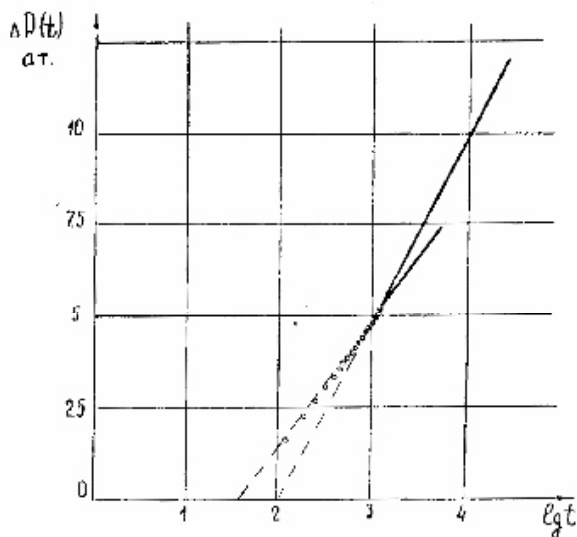


Рис.5. Преобразованный график КВД (ИП) скважины 1724 а-18. 07. 76 г.

При описываемых измерениях КПД (ПИ) и КВД (ИП) можно представить как переходные процессы, задаваемые в пласте передним и задним фронтом импульса,

переводящими скважину из одного режима в другой и обратно. Если при переходе из одного состояния в другое, а затем обратно начальные условия восстанавливаются, то фильтрационные параметры, определяемые по КПД и КВД или наоборот, должны быть идентичными. Чтобы такое сопоставление было наглядным, лучше всего приводить оба преобразованных графика на одном рисунке с

$$\frac{\Delta P}{Q}$$

обобщенной величиной на оси координат в виде отношения $\frac{Q}{\Delta P}$, как это сделано на рис. 16 для скважины 7270. У этой скважины, согласно 5 и 6 колонкам (табл. 4.2), передний и задний фронты импульса почти совпадают, близки по величине и искомые параметры пласта, аналогичны и преобразованные графики. Согласно теории, они должны быть параллельны друг другу, так как отличие в выражениях

(4.1.4) и (4.1.11) заключено лишь в степени постоянной Эйлера $2g^2$ у КПД и g у КВД. Это очень важное свойство импульсных гидродинамических измерений, так как кривые снимаются разными приборами: в одном случае дебитометром, в другом - манометром и, как бы дублируя друг друга, они позволяют избежать многих случайных ошибок при промысловых измерениях.

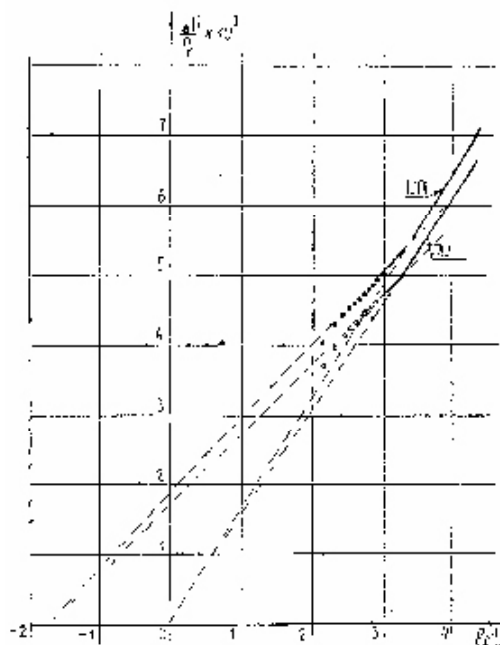
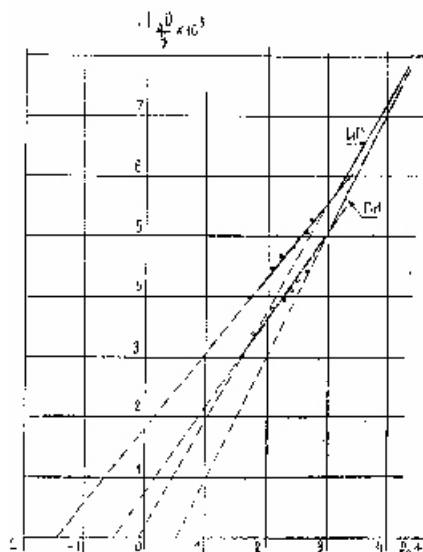


Рис. 6. Преобразованные графики КПД (ПИ) и КВД (ИП) скважины 7270 - от 27. 08. и 28. 08. 76 г.

Для большей убедительности на рис. 7 приведена еще одна пара преобразованных графиков скв. 2100.

Рис. 7. Преобразованные графики КПД (ПИ) и КВД (ИП) скважины 2100 - от 7. 08. и 8. 08. 76 г.



п. 3. Сводные данные для одно-пластовых нагнетательных скважин Ромашкинского месторождения собраны в таблице 4.2. Из нее видно, что во всех приведенных случаях найдены отношения t_p/t_q и t_n/t_d , а сами релаксационные константы лежат в пределах от 5 до 20 минут. Об этом можно судить косвенно по времени t^* , логарифм которого приведен в 8 колонке таблицы 4.2. Это время показывает, когда влияние релаксационных механизмов на переходные процессы в пласте становится пренебрежимо малым. Грубо

можно считать, что

$$t_p \sim \frac{t^*}{3}$$

(4.3.1)

а значение $t_{\text{н}}$ меньше на величину, приведенную в 10 столбце таблицы 2.

п. 4. Экспериментальные данные табл. 2 показывают, что отношение времен (t_p / t_q) < t_n / t_d . Близость данных t_p / t_q из наклонов и большой разброс отношений, полученных из отсекаемых отрезков, наводит на мысль, что какие-то особенности заключены в выражениях (4.1.3) и (4.1.7). Кроме проводимости среды k/m , которая входит как составная часть как в (4.1.2), (4.1.6), так и (4.1.3), (4.1.7), в по

Таблица 2

№ сква	№ сква	Дата	Плост	Тип	Др. от	q, куб/сут	lg i	Σ, усл/сут	(t _п /t _к)	(t _п /t _д)	t _п /t _н
1	1724а	17 07 76	Д, - "б"	ПН	60	1300	3,5	8	2,000	10,0	5,0
2	"	18 07 76	"	ИП	11	300	3,0	11	1,30	3,2	2,5
3	7270	27 08 76	Д, - "б"	ПН	23	2970	3,0	104	1,43	25,0	17,5
4	"	28 08 76	"	ИП	21	2780	2,8	93	1,47	10,0	6,8
5	2100	7 08 76	Д, - "в"	ПН	59	3700	3,2	110	1,05	40,0	24,0
6	"	8 08 76	"	ИП	46	7000	3,3	110	1,75	32,0	22,0
7	6209	4 08 76	Д, - "б"	ПН	69	6320	3,1	75	1,75	20,0	14,0
8	"	25 07 76	"	ИП	57	4400	2,6	70	1,35	16,0	12,0

следних имеется еще коэффициент упругости пласта b^* и квадрат приведенного радиуса скважины r_c^2 . Мало шансов на то, что упругость пласта сильно меняется в течение переходного процесса, хотя в какой-то степени из-за зависимости коэффициентов сжимаемости пород b_c , жидкости $b_{ж}$ и пористости коллектора m от давления, ее значение в начале и конце переходного режима будут отличаться друг от друга.

Скорее всего отличие данных обусловлено тем, что приведенные радиусы скважин, в силу того, что они не определяются геометрическими размерами бурового долота, будут разными в начале и конце процесса. Для того, чтобы исключить влияние степени несовершенства, скважины по характеру вскрытия, т.е. наличие в реальной скважине обсадной колонны и перфораций в ней на вышеприведенные рассуждения о поведении приведенного радиуса, были проведены измерения в скв. 7270, имеющей открытый забой. Как видно из рис. 6 и соответствующих строк таблицы 2, ее преобразованные графики и фильтрационные параметры ничем не

отличаются от данных других скважин.

§ 2.4. Многозвенные графики

п. 1. Во многих скважинах на преобразованных графиках переходных процессов за пятичасовой интервал наблюдений наблюдаются многозвенные линии, состоящие из 3 или 4 прямолинейных участков, среди которых, как правило, два отрезка параллельны друг другу. Многие из них совпадают со схемами, данными на рис. 7 - 10.

Две трудности возникают при их интерпретации. Первая связана с тем, что интервал снятия кривых КПД и КВД взят все-таки произвольно, и вполне возможно, что все преобразованные графики переходных процессов реальных скважин имеют многозвенное строение, указывая на наличие не только релаксации закона движения, но и релаксации среды. Просто в большинстве скважин третьи прямолинейные участки находятся за пределами интервала 1 - 300 минут (рис. 3).

Вторая трудность более существенная. Многозвенные преобразованные графики, как показывает анализ хода самих кривых переходных процессов $p(t)$ и $q(t)$, почти однозначно указывают на наличие трещин в коллекторе и их раскрытие или закрытие. В момент раскрытия трещины, например, дебит резко возрастает, нарушая плавный ход экспоненциальной кривой, а давление, наоборот, падает. При закрытии трещин дебит скачком уменьшается. Если экстраполировать эти отрезки до пересечения с осью координат, то по формулам (4.1, 4.7 и др.) можно оценить отношение времен. Как и в предыдущем параграфе, в режимах ПИ и ИП оно будет лежать примерно в пределах от 1,3 до 1,6. Для других режимов, которые не затрагиваются в этой книге, отношение может быть и большим. Нет сомнения в том, что релаксация среды присутствует в переходных процессах и вносит свой вклад в ход экспериментальных кривых. Возможно, что двухзвенные графики соответствуют таким пластам, где коллектор в процессе эксплуатации ни разу не был порван. В нем нет ни естественных, ни искусственных трещин, и релаксация среды связана просто с запаздыванием по отношению к давлению в порах и напряжению в среде.

Если же целостность коллектора нарушена, то меняется и вид преобразования графика КПД и КВД.

К сожалению, для трещиноватого коллектора наблюдается сильная неустойчивость переходного процесса, и экспериментально трудно получить дважды одну и ту же кривую. Каждый раз среда ведет себя случайным образом, и графики редко похожи один на другой даже при одних и тех же условиях измерения. Здесь возможен только статистический подход.

Имеющегося подтвержденного фактического материала пока недостаточно, чтобы по ним делать достоверные количественные выводы и приводить их в виде рисунков и таблиц, как и в предыдущем параграфе. Здесь требуется дальнейшее исследование с учетом уже выявленной специфики.

*§ 3.1. Аппаратура, выбор объекта и методика измерений**

п.1. При исследовании пластов и скважин методом ФВД осуществляется непрерывная или дискретная регистрация изменений дебитов и давлений на изучаемых скважинах. Для этих целей используются контрольно-измерительные приборы с дистанционной передачей и частотным кодированием информационного сигнала. Полный комплекс аппаратуры [56] включает в себя комплекты глубинных дебитометров и дистанционных устьевых манометров, пульт управления, частотомер и цифropечатающее устройство (ЦПУ). С его помощью осуществляется дистанционное измерение давлений и дебитов скважин, находящихся на расстоянии до 2 км от пункта управления, и автоматически проводятся сбор и регистрация информации на ЦПУ с временным разделением по 11 каналам.

Для повышения точности получаемых результатов измерение дебита осуществлялось в насосно-компрессорных трубах (НКТ), в них же проводились калибровки дебитометра до и после каждого эксперимента.

Давление измерялось дистанционными устьевыми манометрами [56]. В качестве датчиков давления в них служат трубки Бурдона от образцовых манометров типа МО класса 0,4. Принцип работы устьевого манометра основан на преобразовании перемещения конца трубки Бурдона, происходящего под действием давления, в изменение частоты выходного сигнала измерительного LC-генератора с помощью индуктивного датчика перемещений. Принципиальная электрическая схема манометра представлена на рис. 1. Измерительный LC-генератор выполнен по схеме емкостной трехточки Клаппа [39] на транзисторе T_1 . Электронные повторители, построенные на транзисторах T_2 и T_3 , служат для развязки измерительного генератора от последующих цепей, согласования его с каналом связи и усиления выходного сигнала по мощности.

Датчик давления и электрическая схема помещены в термостат, с целью повышения стабильности их работы. Термостатирование двухпозиционное, осуществляется с помощью ртутного термоконтактора ТК и электронного ключа на транзисторе T_4 с нагревателем R_n . Применение частотного преобразователя и активного термостатирования позволило получить класс точности прибора не хуже 0,2 в рабочем диапазоне температур окружающей среды $0 \div 40^\circ\text{C}$. Рабочий диапазон

*Соавтор А.В.Штанин

частот $100 \div 400$ кГц. Выходная характеристика прибора нелинейная, значение крутизны преобразования уменьшается в 4 раза с увеличением частоты.

С целью получения максимальной крутизны преобразования во всем рабочем диапазоне датчика давления сконструирован другой устьевой манометр повышенной точности с утопленным нулем, также на базе трубки Бурдона, но от образцового манометра класса 0,16.1

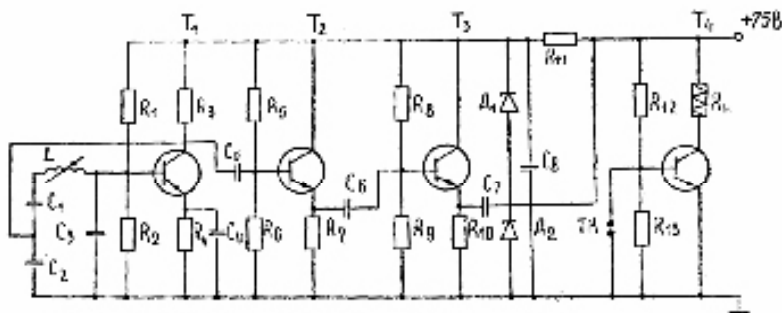


Рис. 8 Принципиальная метрическая схема устьевого манометра

Информационные сигналы с дистанционных приборов по каналу связи в виде одножильного кабеля поступают на входное устройство пульта управления, регистрируются цифровым частотомером Ф552А и выводятся на печать с помощью ЦПУ Ф595 КМ.

п. 2. Для исследования особенностей распространения ФВД в пласте, изучения влияния на них различных факторов и экспериментальной проверки вновь созданных теорий необходимо было выбрать объект, наиболее полно отвечающий принятой теоретической модели пласта, с возможно малым расстоянием между скважинами для уменьшения длительности проведения опытов.

Выбор пал на интервал между нагнетательной скв. 4887 и контрольной скв. 8577 Зеленогорской площади. Он представляет собой слившуюся пачку пластов $a + d_{1+2}$ горизонта D_1 толщиной 9 и 8,6 м соответственно для скв. 4887 и 8577, промытую пресной водой с добавкой ПАВ. Расстояние по пласту между скважинами 135 м. Соседние скв. 4888 и 4886, расположенные на расстоянии более 400 м от скв. 4887, на время проведения исследований останавливались.

п. 3. Нагнетание и излив на возмущающей скважине проводились по НКТ, в них же осуществлялось измерение скорости потока с помощью глубинного дебитомера. Измерение колебаний давления на возмущающей скважине осуществлялось на ее затрубье, что позволило исключить влияние на их амплитуду потерь на трение, возникающих при движении жидкости по НКТ, а также повысить точность измерений за счет уменьшения абсолютного значения измеряемой величины и применения наземных измерительных приборов более высокого класса точности по сравнению с глубинными.

Поправка к сдвигу фаз, обусловленная прохождением ФВД со скоростью звука по воде в стволе скважины, мала и при расчетах не учитывалась.

Гидро- и термодинамические исследования профилей излива и нагнетания дали равные значения эффективно работающей толщины пласта призабойных зон обеих скважин $h = 9$ м.

При пропуске ФВД в обоих направлениях между скв. 4887 и 8577 с равными амплитудами возмущающих колебаний по давлению $p_{\text{пл}}$, при постоянном пластовом давлении $p_{\text{пл}} = \text{const}$ составляющей дебита, равной нулю $q_0 = 0$ на частотах с периодами 2, 4 и 6 час получены одни и те же значения сдвига фаз d_{*1} и отношения q/p_{*1} для одинаковых частот. Это является дополнительным свидетельством однородности пласта.

§ 3.2. Влияние амплитуды возмущающих колебаний на распространение ФВД в пласте

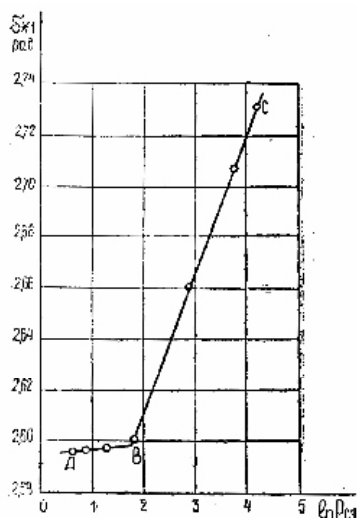
Исследование зависимости распространения ФВД в пласте от амплитуды возмущающих колебаний осуществлялось при постоянном пластовом давлении. Для этой цели скв. 4387, 4886 и 4888 заблаговременно были остановлены. Величина $p_{\text{пл}}$ во время проведения опытов в течение 6 суток была равна 215 ± 2 ат.

В начале опытов в течение суток регистрировалось изменение значений постоянных составляющих давления на устье скважин, затем скв. 4887 была переведена в периодический режим нагнетание - излив (НИ) с таким расчетом, чтобы постоянная составляющая дебита была равна нулю. Значение амплитуды возмущающих колебаний p_{c1} регулировалось иштучиванием нагнетания и излива. На каждом режиме исследовалось распространение ФВД с периодами 2, 4 и 8 час. На каждой частоте по пласту пропускалось не менее 6 периодов. Для всех исследуемых частот сдвиг фаз d_{*1} , начиная с четвертого периода, становится постоянным.

В результате экспериментов установлены зависимости d_{*1} от величины p_{c1} для всех частот. Их характер одинаков и имеет вид, аналогичный приведенному

для $T = 4$ час на рис. 2. В полулогарифмических координатах эта зависимость может быть аппроксимирована двумя отрезками прямых АВ и ВС. Отрезок АВ соответствует значениям амплитуд возмущающих колебаний, не оказывающих существенного влияния на распространение ФВД в пласте, а следовательно, на его g/d параметры. Они будут называться малыми возмущениями (МВ). Величина амплитуды МВ возрастает с увеличением частоты. Для всех исследуемых частот значения $p_{cl} \leq 3$ ат являются МВ для данного пласта. Отрезок ВС соответствует значениям амплитуды возмущающих колебаний, которые оказывают влияние на распространение ФВД. Их назовем большими возмущениями (БВ). С ростом амплитуды p_{cl} величина сдвига фаз увеличивается, и, как видим, в полулогарифмических координатах ($d_{*1}, \ln p_{cl}$) эта зависимость близка к линейной. Увеличение d_{*1} свидетельствует об ухудшении пьезопроводности пласта.

При плоскорадиальной фильтрации, даже в случае однородного изотропного пласта, затухание амплитуды до значений МВ происходит на первых десятках метров. Следовательно, при работе с большими возмущениями максимальное ухудшение фильтрационных параметров пласта происходит в призабойной зоне скважин.



Таким образом, при изучении пластов и скважин волновыми и импульсными методами необходимо применять для получения достоверной информации малые возмущения.

Рис. 9. Зависимость сдвига фаз d_{*1} от $\ln p_{cl}$ при $T = 4$ час.

§ 3.3. Особенности распространения ФВД в пласте на разных частотах

Частотная зависимость фильтрационных параметров пласта $\chi(\omega)$ и $\varepsilon(\omega)$ впервые обнаружена в 1975 г. [34] при исследовании интервала пласта между скв. 4887 и 8577. Опыты проводились на режиме НИ, исследовалось распространение ФВД с периодами колебаний 2, 3, 4 и 6 час при величине амплитуд первых гармоник по давлению $p_{cl} \approx 70$ ат. Использование для расчетов параметров пласта одной из релаксационных моделей, а именно модели с релаксационным законом фильтрации (1.1.9), позволило получить для всех частот постоянное значение проницаемости пласта C , однако при этом сохранилась частотная зависимость гидропроводности e [34]. Результаты § 3.2 указывают на некорректность проведенных экспериментов с точки зрения применявшихся больших значений амплитуд p_{cl} .

Дальнейшие исследования особенностей распространения ФВД на разных частотах проводились с малыми возмущениями. Величина амплитуд p_{cl} на всех частотах не превышала 2,0 ат. Возмущающая скважина 4877 работала на периодическом режиме нагнетание - простой (НП) с постоянной составляющей дебита q_0 - 160 см³/сек. Режим НП выбран для уменьшения времени переключения возмущающей скважины, а малое значение q_0 , как показала проверка, не оказывало существенного влияния на распространение ФВД. На приемной скв. 8577 измерение давления осуществлялось устьевым манометром с утопленным нулем. Регистрация изменений давления $p(t)$ и дебита $q(t)$ на скважинах проводилась с интервалом 30 и 60 сек. Эксперименты проведены на 4 частотах с периодами колебаний 2, 4, 6 и 8 часов при постоянном пластовом давлении $p_{пл} \approx 185$ ат.

Математическая обработка экспериментальных данных выполнялась методом гармонического анализа на ЭВМ "Наири-3" и ЕС-1022 по специально составленным программам. Определялись величины постоянных составляющих давлений и дебита, а также амплитуд и фаз первых гармоник колебаний дебита и давлений. Сдвиг фаз d_{*1} определялся из сопоставления фаз первых гармоник дебита на возмущающей скв. 4887 и давления на приемной скв. 8577. Результаты математической обработки данных, необходимые для расчетов C , e и r_c , приведены в таблице 1. В ней же записаны значения коэффициентов C_0 , e_0 и r_{c0} , определенные по формулам для модели пласта без учета релаксации. Как видно из таблицы, наблюдается сильно выраженная зависимость параметров пласта и скважины от частоты ФВД.

Таким образом, специально поставленные эксперименты подтверждают вывод о необходимости совершенствования математической модели пласта для более точного описания процессов фильтрации в реальных пластах.

Для определения фильтрационных параметров пласта и скважин использовались усовершенствованные модели пласта, рассмотренные в гл. II и III, а именно:

I-модель с релаксационным законом фильтрации (1.1.9);

T, час	$\delta_{\text{в}}, \text{рад}$	$q_1 \Phi_{\text{в}}$ $10^3 \text{ см}^3/\text{сек ст}$	$P_{\text{в}}/P_{\text{в}1}$	$\bar{J}_{\text{в}}$ $\text{см}^3/\text{сек}$	$z_{\text{в}}$ $\text{д см}^3/\text{ст}$	$\Gamma_{\text{в}}, \text{см}$
2	3,74	840	450	7090	280	0,4
4	2,89	206	132	6370	240	3,6
6	2,90	150	75	5970	220	7,1
8	2,23	92	52	5890	180	9,8

II-модель с релаксационно-сжимаемой средой;

III-модель с релаксационным законом фильтрации в релаксационно-сжимаемой среде;

IV-модель с двойной релаксацией среды.

Определение $\bar{c}$, e и r_c и времен релаксаций осуществлялось с помощью расчетных выражений, полученных для этих моделей в гл. V. Так как сдвиг фаз определяется из экспериментальных данных с меньшей погрешностью по сравнению с другими величинами, то вначале для каждой модели находились значения $\bar{c}$ и времен релаксации. При этом учитывалось уменьшение влияния времен релаксации на распространение ФВД с уменьшением частоты колебаний. Полученные значения $\bar{c}$ и времен релаксации использовались затем для нахождения e и r_c . В таблице 2 приведены найденные для всех рассмотренных моделей величины времен релаксации, а в таблице 3 значение параметров пласта и приведенного радиуса возмущающей скв. 4887.

Модель	$\tau_0, \text{сек}$	$\tau_0', \text{сек}$	$\tau_c, \text{сек}$	$\tau_{\text{в}}, \text{сек}$	$\tau_m, \text{сек}$	$\tau_{\text{ад}}, \text{сек}$
I	1200	913	—	—	—	—
II	—	—	884	665	—	—
III	1374	922	313	418	—	—
IV	—	—	835	672	446	383

Из табл. 2 видно, что для III модели полученные значения τ_c и τ_c' не удовлетворяют условию $\tau_c > \tau_c'$, которое следует из определения

$$t_c' = t_c \left(1 - \frac{b_c}{b^*}\right)$$

Кроме того, значение приведенного радиуса меняется в 4 раза в исследуемом частотном диапазоне. По этим причинам релаксационная модель III не может быть применена для описания исследуемого объекта. Значения параметров пласта и времён релаксации, полученные для оставшихся трех моделей, не позволяют отдать предпочтение ни одной из них. Дополнительной информацией к вопросу

о выборе модели может служить сравнение значений сдвига фаз d_{c1} между первыми гармониками дебита q и давления p_{cp} , полученных экспериментально на возмущающей скв. 4887, с их расчетными величинами для рассмотренных моделей.

Экспериментальные и расчетные значения сдвига фаз d_{c1} для разных частот представлены в таблице 4. Из нее видно, что расчетные значения d_{c1} для II и IV моделей ближе к экспериментальным, чем для первой.

Таким образом, модели с релаксационно-сжимаемой средой и с двойной релаксацией среды могут успешно применяться для описания процессов фильтрации в реальных пластах.

С помощью выражения, связывающего t_c и t_c' , в обоих случаях можно получить дополнительную информацию об упругомодности пласта, т.е. определить

T, час	I			II			III			IV		
	$\lambda, \text{см}^3/\text{сек}$	$\varepsilon, \text{см}^3/\text{ат}$	$\Gamma_c, \text{см}$	$\lambda, \text{см}^3/\text{сек}$	$\varepsilon, \text{см}^3/\text{ат}$	$\Gamma_c, \text{см}$	$\lambda, \text{см}^3/\text{сек}$	$\varepsilon, \text{см}^3/\text{ат}$	$\Gamma_c, \text{см}$	$\lambda, \text{см}^3/\text{сек}$	$\varepsilon, \text{см}^3/\text{ат}$	$\Gamma_c, \text{см}$
2	5760	200	7	5460	170	19	5840	235	3	5450	155	23
4	5810	200	12	5570	185	17	5840	220	10	5550	175	19
6	5690	195	14	5450	180	19	5760	210	13	5440	175	20
8	5740	180	15	5500	170	19	5890	190	13	5490	170	20

T, час	$\delta_{c1}, \text{рад}$			
	Эксперимент	I	II	IV
2	0,18	0,253	0,142	0,146
4	0,16	0,227	0,136	0,137
6	0,15	0,203	0,135	0,136
8	0,14	0,186	0,133	0,134

§ 3.4 Влияние величины пластового давления на распространение ФВД

Суть эксперимента заключалась в следующем. Нагнетательные скв. 4887 и 4886 после длительной работы были остановлены. Исследования распространения ФВД по пласту были начаты после выравнивания забойных давлений в скв. 4886, 8577 и 4887 и продолжались в течение месяца. Пластовое давление $P_{пл}$ за это время медленно упало с 210 до 180 ат. Опыты проводились непрерывно на трех частотах с периодами 2, 4 и 6 час, с малыми возмущениями, на режиме работы возмущающей скв. 4887 НП. Величина постоянной составляющей дебита была не более -160 см³/сек. На каждой частоте при различных значениях $p_{пл}$ проведено не менее восьми опытов.

В результате математической обработки данных для каждой частоты найдены зависимости от пластового давления сдвига фаз δI , отношения амплитуд первых гармоник дебита к давлению на приемной скважине q/p_{*1} и давлений на возмущающей и приемной скважинах p_c/p_{*1} . Эти зависимости позволяют получить исходные данные для определения σ_c , ϵ и τ_c и времен релаксаций для

$P_{пл}, ат$	$T, час$	$\delta I, рад$	$10^3 q/p_{*1},$ см ³ /ат сек	p_c/p_{*1}	с ин- пульсью
180	2	3,81	929	518	
	4	2,92	278	145	
	6	2,56	139	84	
190	2	3,66	764	382	
	4	2,82	229	112	
	6	2,46	140	66	
195	2	3,57	688	315	
	4	2,76	210	90	
	6	2,41	130	53	
200	2	3,49	611	254	
	4	2,71	192	80	
	6	2,36	122	50	
205	2	3,41	522	192	
	4	2,66	174	70	
	6	2,32	112	45	
210	2	3,32	446	130	
	4	2,61	155	43	
	6	2,26	102	30	

При изменении $p_{пл}$ от 180 до 210 ат с увеличилось с 888 до 903 сек., а уменьшилось с 665 до 640 сек. Такое изменение c и соответствует уменьшению вели-

чины отношения $\frac{b_c}{b^*}$ от 0,75 до 0,71, которое происходит, вероятно, за счет увеличения пористости пласта. Если принять, что β_c и $\beta_{ж}$ остаются равными const, то в этом случае пористость увеличивается на 7%.

На рис.3 представлены зависимости средних значений $\bar{c}$, $\bar{e}$ и $\bar{r}_c$ от пластового давления. Из графиков видим, что с ростом $p_{пл}$ увеличиваются $\bar{c}$ и $\bar{r}_c$, а гидропроводность $\bar{e}$ падает. Если принять, что вязкость воды остается постоянной, то увеличение $\bar{c}$ происходит за счет роста проницаемости пласта k более чем на 30%. Несмотря на значительный рост k , гидропроводность пласта падает на 14%. Причиной этому является уменьшение эффективно работающей толщины пласта h на 35%, которое происходит, по-видимому, за счет раскрытия трещин, особенно в призабойной зоне нагнетательной скв. 4887. Об этом факте свидетель-

ствует быстрый рост величины $\bar{r}_c$ и ее скачок в интервале 205 - 210 ат.

Таким образом, анализ графиков на рис. 5 показывает что имеет место четкая однозначная зависимость всего комплекса фильтрационных параметров пласта от величины пластового давления.

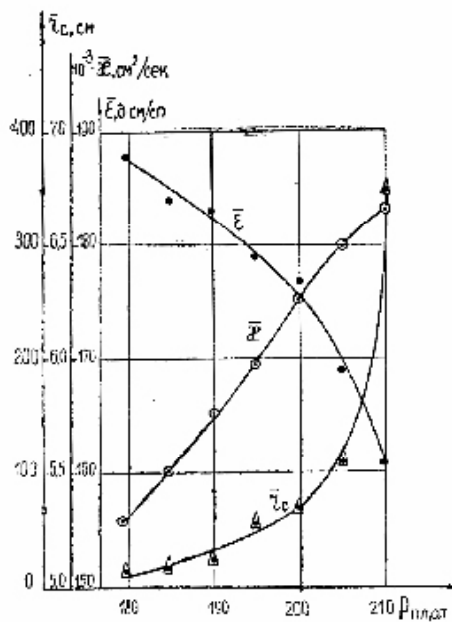


Рис. 10 Зависимость г/д параметров пласта и скважины от пластового давления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Закончен еще один этап детального исследования фильтрационных характеристик продуктивных коллекторов нефтяных месторождений импульсными и волновыми методами. В итоге этих целенаправленных работ стало совершенно очевидным, что фильтрационные параметры не являются константами даже для однородных и изотропных коллекторов постоянной толщины и проницаемости, а сильно зависят от термодинамических условий, в которых находится изучаемый пласт в момент измерений.

1) Наиболее сильные изменения до 300 - 500% наблюдаются для фильтрационных характеристик в зависимости от величины депрессии на пласт. Только при малых возмущениях, амплитуда которых не превышает нескольких атмосфер, они остаются постоянными в пределах ошибок опыта.

2) Почти такие же изменения претерпевают коэффициенты пьезо- и гидропроводности, а также приведенный радиус скважины при вариациях пластового давления (§ 3.4).

3) Существенное значение для точности и однозначности промысловых измерений имеет и частотная зависимость параметров насыщенной пористой среды при периодической работе скважин или эффект запаздывания во времени при протекании переходных процессов.

В настоящей книге, посвященной в основном вопросам релаксационной фильтрации, рассмотрены простейшие релаксационные модели процесса течения жидкости в продуктивном пласте.

I. Модель с релаксационным законом фильтрации.

II. Модель с релаксационно-сжимаемой средой.

III. Модель, комбинированная с релаксационным законом движения в релаксационно-сжимаемой среде.

IV. Модель с двойной релаксацией среды.

Их экспериментальная проверка в условиях Ромашкинского нефтяного месторождения показала, что I, II и IV модели не противоречат опытным данным. Лучшее совпадение теории и эксперимента наблюдается для II модели при релаксации среды.

В итоге, несмотря на то, что некоторые вопросы, изученные экспериментально, остаются пока открытыми без адекватного объяснения их механизмов, полученные закономерности поведения реальных насыщенных, продуктивных коллекторов в зависимости от внешних воздействий на него агентом, вытесняющим нефть, позволяют, в первом приближении, сформулировать для производителей краткие з/д правила рациональной эксплуатации продуктивных коллекторов:

1°. Месторождение должно разрабатываться при пластовых давлениях близких к первоначальным.

2°. Депрессия на пласт не должна превышать порога деформации коллектора потоком флюида.

3°. Дебиты закачки и отбора, в условиях ограниченной депрессии, определяются величиной радиуса скважины.

4°. Соотношение нагнетательных и эксплуатационных скважин должно быть близко к единице.

5°. Темп разработки месторождения задается плотностью сетки скважин.

Только при оптимизации з/д режима выработки пластов можно получить правильные значения фильтрационных параметров коллектора для информационного массива АСУП и эффективно использовать в дальнейшем методы контроля и управления тепловыми и физико-химическими способами повышения нефтеотдачи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алишаев М.Г., Вахитов Г.Г., Глумов И.Ф. О некоторых особенностях фильтрации пластовой девонской нефти при постоянных температурах. - "Изв. АН СССР", "Механика жидкости и газа". 1966, № 3, с. 166 - 169.

2. Алишаев М.Г., Мирзаджанзаде А.Х. К учету явлений запаздывания в теории фильтрации. - "Изв. вузов". "Нефть и газ", 1975, № 6, с. 71 - 74.

3. Баренблатт Г.И. О некоторых краевых задачах для уравнений фильтрации жидкости в трещиноватых породах. - "ПММ", 1953, т. 27, вып. 2.

4. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик И.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М., "Недра", 1972.

5. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочана И.Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. - "ПММ", 1960, т. 24, вып. 5.

6. Бернадинер М.Г., Ентов В.М. Гидродинамическая теория фильтрации аномальных жидкостей. М., "Наука", 1975.
7. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., "Недра", 1973.
8. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Методика расчета геологических параметров пласта по данным исследований скважин при гармоническом законе возбуждения пласта. - Тр. ВНИИгаза, вып. 11 (19). М., Гостоптехиздат, 1961.
9. Гайнуллин Ф.Г. Развитие нефтяной промышленности, итоги и перспективы. - "Коммунист Татарии", 1977, № 11.
10. Гейман М.А., Фридман Р.А. Влияние структурно-механических свойств нефти на остаточную нефтенасыщенность. - "НХ", 1956, № 9, с. 29 - 34.
11. Гурбанов Р.С., Касимов А.Ф., Мирзаджанзаде А.Х. Гидродинамика вязкопластических сред. - "Изв. АН СССР". "Механика жидкостей и газа", 1967, № 3.
12. Давликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М., "Недра", 1975.
13. Диткин В.А., Прудников А.П. Справочник по операционному исчислению. М., "Выс. школа", 1965.
14. Диткин В.А., Прудников А.П. Операционное исчисление. М., "Выс. школа", 1975.
15. Желтов Ю.П. Деформации горных пород. М., "Недра", 1966.
16. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов. М., "Недра", 1974.
17. Карслоу Г., Эгер Д. Теплопроводность твердых тел. М., "Наука", 1964.
18. Корнильцев Ю.А. Изучение некоторых особенностей фильтрации не-newтоновских жидкостей аналоговыми методами. Автореферат канд. дисс. Казань, 1974.
19. Лыков А.В. Теория теплопроводности. М., Выс. школа", 1967.
20. Мейз Д.Ж. Теория и задачи механики сплошных сред. М., "Мир", 1974, с. 279 - 293.
21. Мирзаджанзаде А.Х. О теоретической схеме явления ухода раствора. - "ДАН АзССР", 1953, т. 9, № 4, с. 203 - 205.
22. Мирзаджанзаде А.Х. Вопросы гидродинамики вязкопластических и вязких жидкостей в нефтедобыче. Баку, Азнефтеиздат, 1959.
23. Молокович Ю.М. К вопросу о периодической эксплуатации нефтяных месторождений. - В кн.: Труды по теории фильтрации и гидродинамики нефтяного пласта. Казань, Изд-во КГУ, 1961, с. 87 - 102.

24. Молокович Ю.М. Обзор работ по нелинейным задачам подземной гидромеханики, выполненных в Казанском университете. - В кн.: Теоретические и экспериментальные проблемы рациональной разработки нефтяных месторождений, ч. 2. Казань, Изд-во КГУ, 1972.

25. Молокович Ю.М. К теории линейной фильтрации с учетом релаксационных эффектов. - "Изв. вузов", "Математика", 1977, № 5, с. 66 - 73.

26. Молокович Ю.М. О постановке краевых задач линейной фильтрации при учете релаксации, - "Изв. вузов". "Математика", 1977, № 8, с. 49 - 55.

27. Молокович Ю.М. Об определении начального градиента давления и гидродинамических параметров пласта, заполненного вязкопластической жидкостью, с помощью периодических возмущений. - В кн.: Проблемы разработки и гидродинамики нефтяных месторождений. Казань, Изд-во КГУ. 1975, с. 227 - 234.

28. Молокович Ю. М., Непримеров Н. Н. К вопросу об определении сфилтрационных параметров пластов с учетом релаксации. -Тезисы докладов II Всесоюзной конференции по механике аномальных систем. Баку, 1977, "с. 71-72.

29. Молокович Ю. М., Непримеров Н. Н., Штанин А. В. К определению филтрационных параметров пласта, заполненного упруговязкопластичной жидкостью методом волн давления. -Тезисы докладов на Всесоюзном совещании по применению неньютоновских систем в нефтедобыче, г. Ухта, 23-25 марта 1977 г. М., 1977.

30. Молокович Ю.М., Шкуро А.С. Учет влияния сил инерции на распределение давления в пласте и дебит при пуске галереи с постоянным забойным давлением. - "Изв. вузов". "Нефть и газ", 1975, № 3, с. 33 - 36.

31. Молокович Ю. М., Шкуро А.С. Использование волн давления для определения границ раздела двух сред, имеющих различные коэффициенты пьезопроводности. - В кн.: Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии. Казань, Изд-во КГУ, 1962, с. 17 - 38.

32. Непримеров Н.Н. Некоторые пути совершенствования разработки нефтяных месторождений. - "НХ", 1976, № 9.

33. Непримеров Н.Н. Информационное обеспечение для управления выработкой продуктивных пластов. - Тезисы докладов совещания "Новая техника промысловых исследований скважин". Казань, 1977, с. 3 - 5.

34. Непримеров Н.Н., Молокович Ю.М., Штанин А.В. Особенности гидродинамических методов определения филтрационных характеристик продуктивных горизонтов. - "НХ", 1977, № 8, с. 45 - 50.

35. Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов. Казань, Изд-во КГУ, 1965, с. 163 - 181.

36. Непримеров Н.Н. Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов. Казань, Изд-во КГУ, 1978, с. 215.

37. "Нефтяное хозяйство", 1968, № 10.'
38. Николаевский В.Н., Баснев К.С., Горбунов А.Т., Зотов Г.А. *Механика насыщенных пористых сред*. М., "Недра", 1970.
39. Новицкий П.В. и др. *Цифровые приборы с частотными датчиками*. М., "Энергия", 1970, с. 86 - 91.
40. Огибалов П.М., Мирзаджанзаде А.Х. *Механика физических процессов*. М., Изд-во МГУ, 1976.
41. Панов Д.П. *Фильтрация максвелловской жидкости в пористых средах со сложными реологическими свойствами*. - Тезисы докладов II Всесоюзной конференции по механике аномальных систем. Баку, 1977, с. 68 - 69.
42. Полубаринова-Кочина П.Я. *Теория движения грунтовых вод*. М., "Наука", 1977.
43. Пикуза В.И. *К теории одномерной нестационарной фильтрации упруго-вязкопластической жидкости в вязкоупругой среде*. - Тезисы докладов II Всесоюзной конференции по механике аномальных систем. Баку, 1977, с. 72 - 73.
44. Пикуза В.И. *К теории одномерной нестационарной фильтрации в вязкоупругом нефтяном пласте*. - В кн.: *Исследования по подземной гидродинамике*, вып. 2. Казань, Изд-во КГУ, 1978.
45. *Развитие исследований по теории фильтрации в СССР (1917 - 1967)*. М., "Наука", 1969.
46. Рыжик И.М., Градштейн И.С. *Таблицы интегралов, сумм, рядов и произведений*. М.-Л., ГИТТЛ, 1951.
47. Султанов Б.И. *О фильтрации вязкопластических жидкостей в пористой среде*. - "Изв. АН АзССР", серия физ.-мат. и техн. наук, 1960, № 5, с. 125 - 130.
48. Тихонов А.Н., Самарский А. А. *Уравнения математической физики*. М.-Л., ГИТТЛ, 1973.
49. *Тр. Азербайджанск. ин-та нефти и химии*, вып. 25. Баку, 1967.
50. Уилкинсон У.Д. *Неньютоновские жидкости*. М., "Недра", 1964.
51. Чекалюк Э.Б. *Основы пьезометрии залежей нефти и газа*. Киев, 1961.
52. Чарный. И.А. *Основы подземной гидравлики*. М., Гостоптехиздат, 1956.
53. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. *Гидродинамические методы исследования скважин и пластов*. М., Гостоптехиздат, 1960.
54. Щелкачев В.Н. *Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме*. М., Гостоптехиздат, 1959.

То, что при добыче нефти в недрах остается более половины запасов, практически стало нормой. И никакие современные методы увеличения нефтеотдачи не позволяют повысить среднероссийскую планку хотя бы до 50%. Как утверждает доктор технических наук профессор Казанского государственного университета (КГУ) Николай Непримеров, при используемых ныне методах нефтеизвлечения это недостижимо в принципе. Потому что они - не что иное, как насилие над недрами, пренебрежение законами природы. Оптимальная же выработка пластов (с КИН близким к 1) возможна лишь при грамотном, построенном на базе фундаментальных научных исследований, режиме разработки, не нарушающем естественного равновесия. Технология, обеспечивающая такой режим при оптимальных затратах, разработана возглавляемой Непримеровым группой казанских ученых. Применение на практике лишь некоторых ее принципов позволило одному из НГДУ «Татнефти», работающему на Ромашкинском месторождении, добиться впечатляющих результатов (см. «50 лет «Альметьевнефти»: история и перспективы» на стр.24). Корреспондент «НиК» встретился с ученым в Казани.

Неизвлекаемой нефти нет Есть неграмотная разработка месторож- дений

«НиК»: Николай Николаевич, отличительной чертой Ваших работ является нетрадиционный подход к проблемам нефтеизвлечения. Расскажите в общих чертах, в чем его суть?

— В результате почти пятидесятилетних экспериментов и исследований в реальных промысловых условиях нами установлены фундаментальные законы явления переноса в пористых средах и механизмы взаимодействия флюида с вмещающим его коллектором. Эти знания впервые позволили выделить шесть режимов в разработке нефтяных месторождений (геологический, гидрогеологический, гидродинамический, теплофизический, физико-химический и постнефтяной) и установить оптимальные условия, при которых возможно практически полное извлечение нефти из недр при средних темпах отбора, низкой степени обводненности сырья и минимальной себестоимости добычи.

Широко используемые технологии законтурного и особенно внутриконтурного заводнения привели к существенным (как обратимым, так и не обратимым) отклонениям от этих условий и, как следствие, к заниженному значению коэффициентов нефтеизвлечения и существенному удорожанию себестоимости добываемой нефти. Кроме того, нарушение гидрогеологического режима привело к загрязнению пресных вод в регионах добычи. Так, при разработке Ромашкинского

месторождения в Татарстане принципы законтурного заводнения (предполагающего вытеснение нефти водяным валом по периметру в центр) были механически перенесены на внутриконтурное. Это позволило добывать не по 50 млн. тонн нефти в год в течение ста лет (что обеспечивало законтурное заводнение), а по 100 млн. в несколько пиковых лет, после чего наметился резкий спад добычи, которая стала неэффективной. В соответствии с первой Генеральной схемой разработки Ромашкино разрезали нагнетательными скважинами на 24 площади, с третьей — на 86. И заметьте, ни одна из схем не обеспечила запланированного коэффициента нефтеизвлечения — 0,56. Этого и не могло случиться, потому что, как ни абсурдно это звучит, процесс вытеснения одной жидкости другой из пористой среды никакого отношения к геологии не имеет. Это чисто физический процесс. Впрочем, справедливости ради надо сказать, что физики в этом тоже смыслят не очень. Что не удивительно: процессы, которые происходят в пласте, — это самые сложные процессы из происходящих в природе. А сам пласт — самая сложная из существующих систем. Нам потребовалось почти 50 лет напряженной работы по изучению структуры пластов, чтобы понять лишь три четверти того, что в них происходит.

«НиК»: И каковы же физические особенности, которые определяют, на Ваш взгляд, свойства жидкости в коллекторе?

— Ну, например, что происходит в терригенном коллекторе, из которого, кстати, в Татарстане добывается высококачественная девонская нефть. Он состоит из зерен кварца. Кварц — это окись кремния. Как всякая сплошная среда, раздробленная на части, кварц имеет на своей поверхности, разорванные молекулярные связи. В данном случае — магнитные (амперовские). То есть у каждой молекулы окиси кремния «торчат» попеременно то северный, то южный полюса от магнитных моментов. Через эту среду течет электролит (вода с растворенными в ней солями). Каждая молекула солей тоже обладает нескомпенсированным магнитным моментом. Они притягивают противоположную по полюсу молекулу из электролита. Таким образом, магнитный момент компенсируется. В конечном счете, кварц входит в энергетическое равновесие с пластовой жидкостью. То есть создается определенный естественный баланс. Нефтяники, закачивая в пласт холодную пресную воду, грубо нарушают этот баланс. Вода тут же начинает «смывать» ионы, оставляя на стенке кварца нескомпенсированный заряд. В результате возникает электромагнитный потенциал протекания: «осиротевшие» заряды начинают тормозить поток жидкости, стремясь скомпенсироваться, и возникает то, что называется фильтрационным сопротивлением пород коллектора. Вся нефтеразработка есть не что иное, как борьба с этим потенциалом. Повторяю, это чисто физический электромагнитный процесс, тонкостей которого геологи просто не знают, их этому нигде не учат. Потому нефтяники знают только один режим разработки, а мы — шесть.

Собственно, в своих расчетах нефтяники традиционно опираются лишь

на трехчленный закон Дарси, гласящий, что дебит равен коэффициенту проводимости с обратным знаком на градиент давления. Емкостные и фильтрационные характеристики пласта они оценивают только по трем параметрам: собственному потенциалу поляризации пород, их омическому сопротивлению и гамма-излучению, определяемому в процессе каротажа скважины. Исходя из них прямым методом устанавливается лишь начальная толщина продуктивных пластов. А пористость, нефтенасыщенность и коэффициент проницаемости пород — косвенным. Соответственно показатели получаются очень приблизительные, но именно они и закладываются в технологические схемы разработки.

Начав работать с нефтяниками, мы почти сразу «перевели» закон Дарси в пятичленный, а затем и в десятичленный. Иными словами, в основу расчета вариантов доразработки залежей мы закладываем непосредственно измеренные или найденные при дифференциальном геологопромысловом анализе истории разработки объекта десять прямых гидродинамических параметров пластов. Это толщина, приемистость, продуктивность, обводненность пластов, радиус скважин, начальный градиент сдвига, вязкость пластовых флюидов, вертикальная и горизонтальная сжимаемость пластов, а также функциональная зависимость их от внешних параметров воздействия на пласт: горного и пластового давлений, величины депрессии и репрессии на пласт. Доскональное изучение объекта разработки позволяет определить и обеспечить режим перелива, при котором начальное пластовое давление равно гидростатическому и возможен коэффициент нефтеизвлечения, близкий к 100%. Причем результат достигим без дополнительного бурения, а только за счет установления оптимального режима на действующем фонде скважин. И это обойдется лишь в 3-5% от сумм, необходимых для бурения, дающего аналогичный по объему результат.

«НиК»: Чем, с практической точки зрения, отличается Ваша методика от традиционных аналогов?

— В двух словах можно сказать, что в соответствии с нашим подходом внутри контурное заводнение не дублирует, а принципиально отличается от законтурного.

Наш метод предполагает послойную внутриконтурную выработку пластов. Нефть вытесняется рабочим агентом, закачиваемым нагнетательными скважинами не в двух направлениях, а по радиусу — на все 360 градусов. Таким образом формируются ячейки: в центре нагнетательная скважина, вокруг — добывающие. При этом в разрабатываемом пласте сохраняется давление, максимально приближенное к начальному, естественному. Наши расчеты и практика показывают, что отклонение от него всего на 1 МПа эквивалентно 20%-ной потере в нефтеотдаче. Несоблюдение этого правила привело к тому, что сегодня нефтяники добывают менее половины содержащейся в недрах нефти. Для оправдания потерь введен термин «извлекаемые запасы». Мы же утверждаем, что все запасы при грамотном режиме разработки месторождений нормально извлекаемы. На своих

опытных участках мы гарантируем коэффициент о - нефтеизвлечения от 0,7 до 1. Есть а - участки, где он уже достигает 0,83!

«НиК»: Это примерно в два раза выше, чем показатель, который считается средним для России...

— Совершенно верно. Выскажу еще одну «крамольную» мысль: нефтедобыча везде находится на самом примитивном уровне. В принципе существует всего два возможных режима разработки нефтяного пласта: режим постоянных дебитов и режим постоянных давлений. При первом объем добываемой скважиной нефти должен быть эквивалентен объему закачиваемой нагнетательными скважинами воды для ее выдавливания. При этом регулирование процесса осуществляется давлением. При втором на линии нагнетания и линии отбора поддерживается постоянное давление, а регулирование обеспечивается дебитами. Каждый из этих вариантов гарантирует спокойный процесс, не нарушающий режима жизнедеятельности пласта. Увы, нигде в мире эти режимы не выдерживаются. Скважины традиционно работают в «диком» режиме: на линии нагнетания поддерживается режим постоянных давлений, на линии отбора — постоянных дебитов. По сути, это издевательство над живым пластом.

«НиК»: Как строятся ваши отношения с нефтяниками? На каких условиях вы сотрудничаете?

— Мы работаем по хоздоговорам, предусматривающим оплату по конечному результату (определенный процент от средств, вырученных при реализации добытой по нашим рекомендациям дополнительной нефти). Так что, сотрудничая с нами, компании нисколько не рискуют, ведь до получения результата они не несут никаких затрат. Наши специалисты проводят дифференцированный геолого-промысловый анализ, представляющий собой детальное исследование геофизических и гидродинамических параметров скважин и межскважинного пространства за всю историю разработки объекта. Для этого используются как уже имеющиеся материалы, так и результаты специально проведенных гидродинамических исследований.

На базе собранных данных создается компьютерная модель пласта. Расчет варианта разработки ведется путем оптимизации дебитов и давлений по всем нагнетательным и эксплуатационным скважинам участка по сложной программе, являющейся нашим «ноу-хау».

Комплексная информация по объекту позволяет нам определить емкостные характеристики коллектора и произвести пересчет запасов как по отдельным пластам, так и по залежи в целом. В соответствии с ними строятся контурные карты запасов и дренируемых запасов каждой скважины в отдельности. Сопоставление этих карт дает возможность вычислить новый коэффициент переуплотнения сетки скважин. Затем вычерчиваются маршруты вытеснения, определяется текущий и конечный коэффициент нефтеизвлечения. Результаты

моделирования позволяют выделить поля подвижной нефти, а значит, появляется возможность качественного управления процессом разработки. То есть мы можем, например, раз в месяц задавать режимы (дебиты) каждой нагнетательной и каждой эксплуатационной скважины.

«НиК»: Но если предлагаемая Вами технология столь эффективна, то почему она не используется в России повсеместно? У нас ведь нет недостатка в месторождениях, которые нуждаются в «доработке».

— На это есть несколько причин. Причина первая (объективная): реализация науки идет у нас через четыре канала: академический, вузовский, отраслевой и заводской. И для того, чтобы научно обоснованный метод или изобретение дошло до внедрения, необходимо совпадение интересов очень многих сторон, что происходит, мягко говоря, не всегда. В результате у нас уникальные технологии, способные обеспечить прорыв в той или иной отрасли, часто пылятся на полках. Причина вторая: непонимание наших подходов из-за элементарного недостатка образования. Причина третья: торможение технологии теми, кто прекрасно понимает ее достоинства, а, следовательно, и то, что она несет с собой необходимость серьезной перестройки, в том числе и реформирования управленческой структуры. Скажем, придется объединять действующие сегодня автономно системы заводнения и добычи. Кроме того, наша система АСУ обеспечивает полную прозрачность процесса добычи: подробная информация дается по каждой скважине. И это не всех устраивает.

Однако главная проблема в том, что с внедрением новой технологии время многих менеджеров старой школы заканчивается — они не смогут обеспечить эксплуатацию месторождения в новых условиях. Я понимаю, что преодолеть проблему удастся только тогда, когда появится критическая масса специалистов, способных реализовать новые подходы к нефтедобыче. И мы пытаемся способствовать ускорению этого процесса.

«НиК»: Каким образом? — Этим мы занялись уже давно. Понимая, что нефтяники, получившие образование в основном в профильных вузах, не готовы воспринять нашу технологию, мы решили организовать при кафедре радиоэлектроники КГУ специальный факультет переподготовки кадров для отрасли. Что и было сделано в 1976 году. Курс обучения рассчитан на 9 месяцев.

Однако применить полученные знания на местах долго никому из выпускников не удавалось. Дело совинулось с мертвой точки только тогда, когда самые увлеченные наши выпускники заняли руководящие должности в добывающих подразделениях. В конце 80-х годов главным геологом «Альметьевнефти» стал один из первых выпускников спецфака Александр Панарин. Одновременно в управлении полностью сменилось руководство: начальником стал нынешний его руководитель Марс Залятов, а главным инженером Наиль Ибрагимов. Панарин увлек их перспективами внедрения технологии. В 1995 году их стараниями на базе Березовской площади Ромашкинского месторождения, разрабатываемой «Альме-

тьевнефтью», был создан полигон для совершенствования технологии оптимальной выработки пласта, где и стали в экспериментальном порядке внедрять нашу технологию и где мы работаем, посей день. В 2001 году в «Альметьевнефти» вновь произошла смена топ-менеджеров. Но к этому времени уже были наработаны столь внушительные результаты применения нашей технологии, что масса ее сторонников достигла критической.

На смену Панарину, ушедшему в «ЛУКОЙЛ», пришел его ученик Фарит Халиуллин, а Ибрагимова, ставшего главным инженером «Татнефти», сменил выпускник нашего спецфака Айрат Закиров. Дело было продолжено.

Более того, опыт стал потихоньку распространяться на другие НГДУ «Татнефти» — «Азнакаевнефть», «Лениногорскнефть», «Бавлынефть», «Зинскнефть».

«НиК»: Поддерживаются ли Ваши начинания правительством Татарстана? — Недавно пришлось добиваться поддержки. Конечно, мы ждали своего часа сорок лет, могли бы подождать и еще. Знаете, тратить силы и время на обивание порогов просто жаль. Но дело в том, что сегодня действуют два фактора, способных похоронить запасы нефти безвозвратно. Во всяком случае, для ближайших поколений. Это охлаждение пластов за счет закачки холодной воды и их пережатие за счет изменения градиентов давления. Это вещи необратимые, порождающие неизлечимую существующими методами болезнь — склероз пласта. Нынешний способ разработки гарантирует «замораживание» до 35% запасов. И потому минувшей весной я обратился за поддержкой к премьер-министру Татарстана Рустаму Минниханову, который является председателем совета директоров «Татнефти». Он дал поручение разобраться. В итоге в апреле нас заслушали на заседании республиканской комиссии по разработке. Комиссия одобрила результаты работы группы в «Альметьевнефти» и даже рекомендовала другим НГДУ «Татнефти» начать внедрение технологии. Поддержана и наша идея создания при КГУ учебно-научного центра с опытным полигоном для подготовки специалистов и ряд других проектов, связанных с образованием.

«НиК»: То есть в ближайшие годы можно ожидать прорыва в этой области?

— Посмотрим. Нефтяники сегодня находятся в очень сложной ситуации и потому захотят получить все и сразу. Подтверждение тому — поступившие к нам недавно предложения «Татнефти» взять на полное обслуживание все Ромашкинское месторождение (нами разработана программа его возрождения) или одно из НГДУ. Мы отказались. Сейчас это невозможно из-за отсутствия необходимого количества специалистов, способных освоить технологию. В на-

ВЛИЯНИЕ ДИНАМИКИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ВЕРТИКАЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Экспериментальные исследования особенностей внутриконтурной разработки нефтяных пластов, проведенные на одном из участков Ромашкинского нефтяного месторождения в Татарии [1], показали, что приемистость нагнетательных скважин зависит не только от профиля продуктивности пласта, но и от вертикального распределения пластового давления в эксплуатационном горизонте. В свою очередь, вертикальный профиль распределения пластового давления определяется фильтрационной характеристикой пород продуктивного горизонта, величиной давления нагнетания, профилем отбора нефти из бассейна данной нагнетательной скважины и другими, более мелкими факторами. Говоря другими словами, этот профиль в значительной степени зависит от динамики разработки залежи. Контрольные замеры, проведенные на экспериментальном участке летом 1961 г., подтвердили правильность сделанных выводов.

В качестве примера на рис. 1 и 2 приведены профили приемистости, притока и пластового давления для нагнетательной скважины 503 Южно-Ромашкинской площади, Ромашкинского месторождения, измеренные в августе 1961 г. Отличительной чертой режима, в котором работала скважина 503 летом 1961 г., является еще более ограниченная закачка воды в нее. График расхода на рис. 1 соответствует суммарной приемистости $1\ 170\ \text{м}^3/\text{с}^1$. Кроме того, для подсчета пластового давления использовался график притока жидкости на забой этой скважины, измеренный всего лишь через 4 часа после того, как скважина была переведена на самоизлив. Оба эти фактора привели к тому, что радиус влияния скважины сильно сократился, и определенный по полученным данным профиль пластового давления оказался слабо дифференцированным (рис. 2).

Во всех трех работающих пропластках б, в и г давление соответствует средней величине $P_{\text{пл}} = 188 \pm 2\ \text{ат}$. Исключения составляют граничные участки и кровли пластов б и в, где наблюдаются более значительные отклонения от этого среднего значения.

Из сопоставления замеров 1960 г. [1] и 1961 г. (рис. 1 и 2) совершенно очевидным влияние на получаемые результаты радиуса контура питания данной скважины. Чем дальше конус давления или воронки депрессии уходит от забоя нагнетательной скважины и приближается к зоне отбора нефти, тем сильнее профиль пластового давления зависит от динамики разработки данного участка залежи.

Теория упругого режима работы залежи, как учение о переходных процессах в пласте, может оказать большую помощь в промысловых измерениях [2]. Если воспользоваться формулами этой теории для определения приведенного радиуса

¹ Летом 1960 г. в скважину 503 закачивалось около 2000 м³/с воды

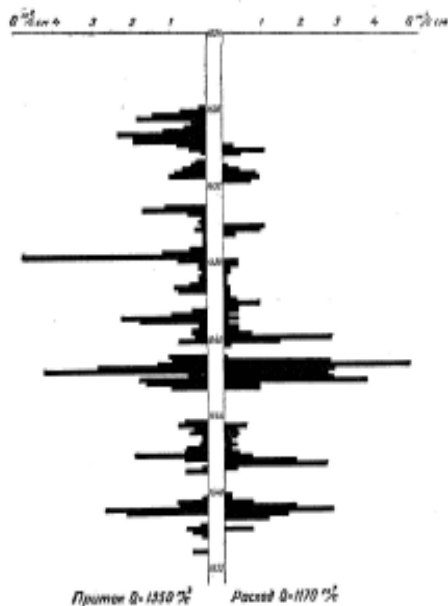
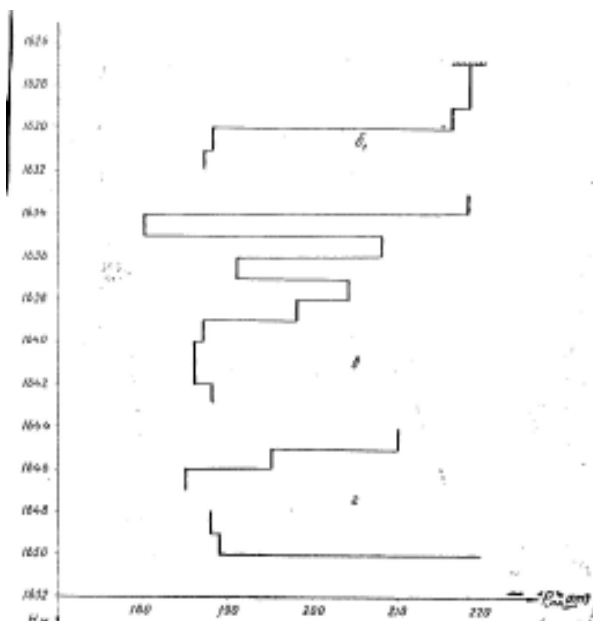


Рис. 1. Профили притока и расхода для нагнетательной скважины 503 Ромашкинского месторождения. Время измерения август 1961 г.

Рис. 2. Распределение пластового давления по вертикали продуктивного горизонта в районе скважины 503 Ромашкинского месторождения.

влияния при изменениях режима ее работы [2, 3], то путем последовательных замеров во времени профилей приемистости и притока можно, по-видимому, построить график распределения давления по слоям на участке между нагнетательной и эксплуатационными сква-



жинами. Полученные данные используются затем для построения дифференцированных карт изобар в плане месторождения. Такая многослойная карта значительно облегчит контроль за выработкой пластов в условиях, когда имеется не одна нагнетательная скважина, окруженная системой эксплуатационных [4], а сплошной нагнетательный ряд. Чем больше имеется нагнетательных скважин, в которых проведены замеры изменения профиля пластового давления со временем и чем чаще они расположены в ряду, тем точнее будет карта истинных изобар.

Большой интерес представляет проверка применимости разработанной методики трехмерного анализа к месторождениям с законтурным заводнением, где, по современным представлениям, преобладает механизм подъема ВНК, а не поршневое движение вытесняющей жидкости [5]. С этой целью было проведено несколько измерений на Бавлинском нефтяном месторождении, которое, кроме иного типа заводнения, имеет, по сравнению с Ромаикинским, и более однородный по своему строению и проницаемости продуктивный горизонт.

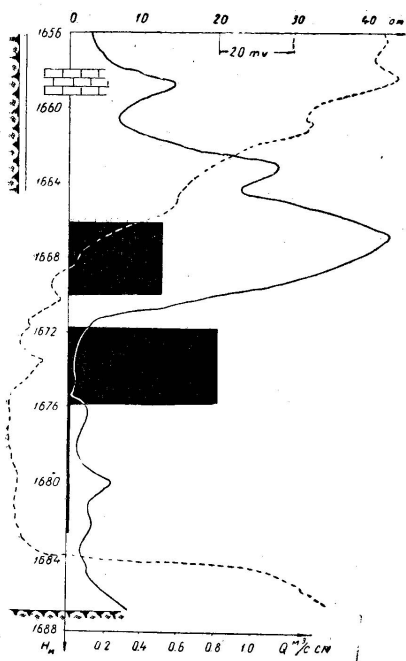
Чтобы избежать погрешностей, связанных с дискретностью расхода жидкости через отдельные отверстия перфораций, исследованию подверглась нагнетательная скважина 531, имеющая открытую конструкцию забоя. Открытый конец обсадной колонны у этой скважины зацементирован на глубине 1664,5 м, т. е. несколько ниже кровли горизонта D_1 (1658,8).

Продуктивный пласт вскрыт через 8" обсадную колонну долотом 7 3/4" до глинистой перемычки, отделяющей горизонт D_1 от нижележащих пластов (1684,4 м).

Каротажная диаграмма и укрупненный профиль расхода воды для этой скважины приведены на рис. 3. Величина альтитуды вместе с удлинением составляют 191,8 м. О структуре продуктивных отложений девона можно судить по приведенному графику и заключению по БКЗ Бугульминской промыслово-геофизической конторы от 14 марта 1954 г. "В интервале 1 661,2-1 671,6 м залегает высокоомный нефтенасыщенный песчаник (удельное сопротивление пласта определить невозможно из-за отсутствия полного комплекса зондов). Верхняя часть пласта (1661,2-1664,2 м) обладает, по данным ПС, ухудшенными коллекторскими свойствами, в интервале 1 664,2-1 666,2 м заглинизированный прослой. В интервале 1 671,6-1 684,4 м водоносный песчаник с удельным сопротивлением 0,5-1,5 ом".

Для более полной характеристики следует добавить, что скважина 531 расположена между внутренним и внешним начальными контурами нефтеносности на северо-восточной окраине Бавлинского месторождения.

Экспериментальные исследования этой скважины показали, что за семь с лишним лет эксплуатации цилиндрическая форма открытого забоя несколько нарушилась. Отсутствие кавернограммы не позволяет дать точную форму поверхности, однако по изменению скорости потока при нагнетании воды и самоизливе



можно отметить некоторые отклонения от первоначальной формы. Цементированные песчаники в основном сохранили неизменным диаметр скважины, допустив лишь

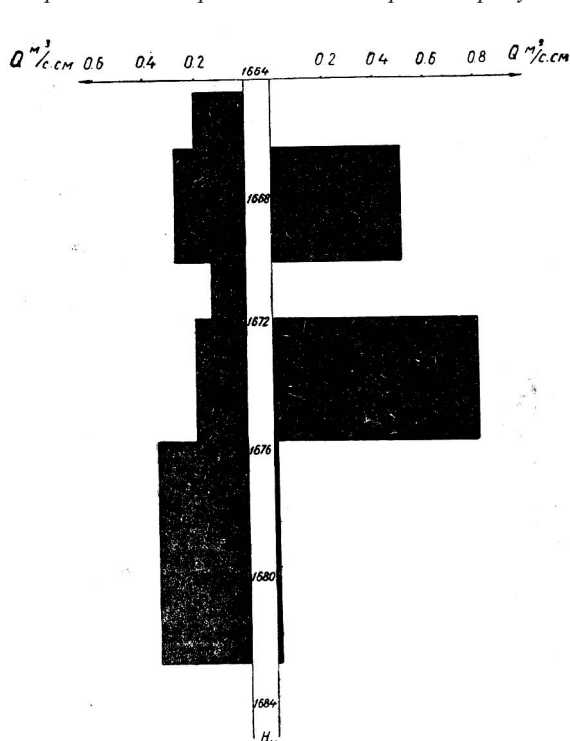
Рис. 3. Каротажная диаграмма и профиль расхода по укрупненному интервалу для нагнетательной скважины 531 Бавлинского месторождения.

мелкие нарушения. Наибольший размыв и соответственно увеличение диаметра наблюдаются у нижнего конца обсадной колонны, непосредственно от обреза труб до отметки 1 666,2 м. Этот интервал точно совпадает с заглинизированным участком, отмеченным в заключение геофизиков. Второй размывтый прослой отмечается на отметке 1670,0-1671,6 м, третий, наиболее слабый, - на глубине 1 674,6-1 675,2 м. Искусственный забой отбивается на отметке 1 682,4 м. Проба грунта, поднятая с этой глубины, показала, что два последних метра ствола скважины засыпаны красными окислами железа, смешанными с глинистыми частицами. При пуске скважины на продолжительный самоизлив, эта пробка не вымывается.

На кривой самоизлива (на рис. не показано) в местах наибольшего разрушения забоя наблюдаются резкие выбросы в скорости течения потока, указывающие на очень интенсивный приток жидкости в узком интервале пласта. Так как обсадная колонна, а, следовательно, и перфорационные отверстия отсутствуют, то

подобные выбросы могут быть объяснены только наличием макроскопических трещин в породах пласта. Для того, чтобы обеспечить такую интенсивность притока, трещины должны соединяться между собой и иметь значительную протяженность. Ссылка на трещины вполне уместна, т. к. трещиноватость алевролитов Бавлинского пласта установлена давно при анализе первого керна-материала [5].

Отсутствие свежей кавернограммы скважины затрудняет не только определение формы открытого забоя, но не дает возможности вычислить и приведенное распределение скоростей потока против продуктивного горизонта.



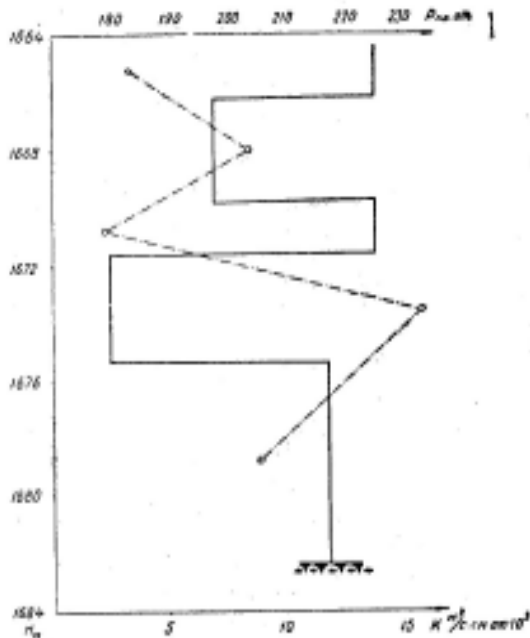
Ввиду этого при анализе кривых расхода и притока приходится пользоваться наиболее достоверным укрупненным интервалом, т. е. графиками в том виде, в каком они приведены на рис. 3 и 4.

Первое, что бросается в глаза при анализе данных рис. 3, это ярко выраженное противоречие между фактической приемистостью пла-

стов и их каротажными данными. Верхняя часть пласта, сложенная из пород с худшей проницаемостью, принимает несравнимо большее количество воды, чем хорошо выраженные водоносные песчаники нижней части. Однако противоречие это чисто кажущееся. Оно

Рис. 4. Профили притока и расхода для скважины 531.

возникает лишь тогда, когда каротажные данные и профиль приемистости, рассматриваются в отрыве от процесса разработки месторождения. Все недоразумения устраняются при наличии одновременно с профилем приемистос-



ти и профиля притока жидкости на забой скважины при ее самоизливе. Как нетрудно видеть из рис. 4, профиль притока имеет почти прямо противоположный вид: при самоизливе основная масса воды поступает

Рис. 4. Распределение давления в скважине при самоизливе.

Известно, что при самоизливе вода поднимается по трубе за счет разности давлений между атмосферным давлением и давлением жидкости в скважине. В этом случае давление в скважине будет меньше атмосферного, что приведет к тому, что вода будет подниматься по трубе. Таким образом, профиль притока будет иметь вид, показанный на рис. 4.

Полученная ранее

формула подсчета значений пластового давления по кривым притока и расхода [1]

$$P_n = \frac{Q_n P_{заб} + Q_p P_n}{Q_n + Q_p}$$

(1)

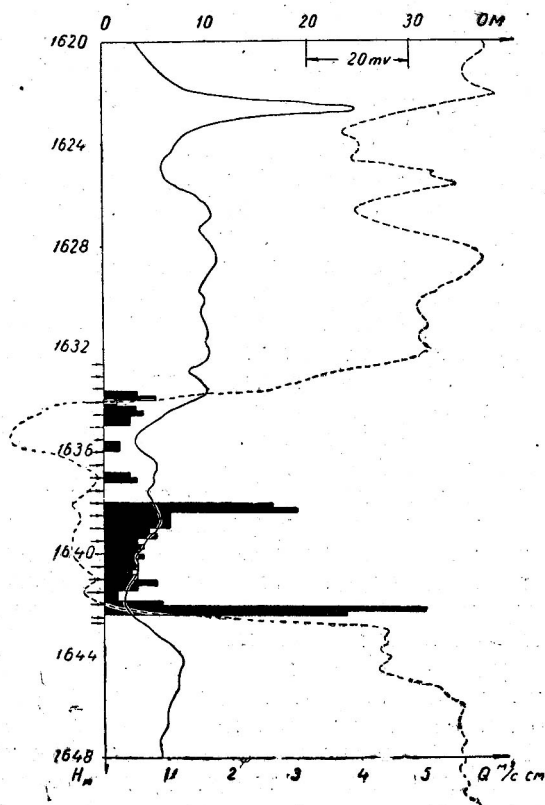
может быть использована и в том случае, когда неизвестен диаметр проходного сечения скважины и затруднено точное определение Q по интервалам пласта. Для этого достаточно в правой части равенства (1) заменить отношение дебитов отношением скоростей потока в данном сечении скважины, известным из измерений скоростным дебитомером-расходомером

В этом случае формула (1) примет вид:

$$\frac{Q_p}{Q_n} = \frac{U_p \cdot S}{U_n \cdot S} = \frac{U_p}{U_n}$$

(2)

Из нее следует, что профиль пластового давления может быть получен и без кавернограммы скважины. Чтобы не усложнять картину излишней детализацией, в

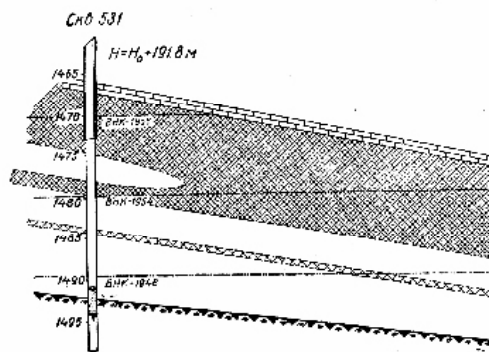


$$K = \frac{Q_{\text{п}}}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}} = \frac{Q_{\text{н}}}{P_{\text{н}} - P_{\text{п}}} \quad (3)$$

сопоставление полученных данных рис. 5 с картажной диаграммой показывает, что продуктивность нижней части пласта действительно значительно лучше, чем верхней. Слабая же приемистость объясняется высоким уровнем пластового давления, достигающим 218 - 220 атмосфер по сравнению с $P_{\text{пл}} = 182 \text{ ат}$ в средней, наиболее сильно поглощающей части ($P_{\text{н}}^{\text{буф}} = 6 \text{ ат}$)

Если сравнить данные рис. 5 с теми, которые были получены для Ромашкинского месторождения при внутриконтурном заводнении, например с рис. 2, то видно принципиальное сходство. Все это с убедительностью говорит о том, что продуктивный горизонт Бавлинского месторождения не представляет собой совершенной единой гидродинамической системы. С прекращением нагнетания жидкости и отбора нефти, возможно, что такая система с течением времени и придет в равновесие, но в процессе разработки малой связью между отдельны-

давления приведен по тем же укрупненным интервалам, какая диаграмма, которая введена для нагнетания, причем же также же в виде Бавлинского месторождения, соединяемых пунктирной линией, указаны средние значения коэффициентов продуктивности для данных интервалов. Вычисление этих коэффициентов после того как известно пластовое давление труда не представляет:



ми проявляющаяся в виде неровностей и расслоения пластов, а также в виде неоднородности пластового давления.

Существенной причиной сложного распределения пластовых давлений по вертикали продуктивного горизонта является природная слоистость пластов и неоднородный профиль отбора нефти. К сожалению, из-за крайне напряженного состояния с добычей нефти, связанного с проводимым промышленным экспериментом на этом месторождении, НПУ "Бавлынефть" не

удалось в 1961 г. ни в одной эксплуатационной скважине установить воронки на конце лифтовых труб. До настоящего времени нет возможности экспериментально измерить и изучить особенности профиля отбора нефти. Для дальнейшего анализа можно только предположить на основании самых общих соображений, что в эксплуатационных скважинах, расположенных в непосредственной близости от скважины 531, на водоплавающей части вскрыты перфорацией только верхние интервалы. Воронки депрессии этих ближайших скважин и создают то пониженное значение давления в верхней и средней частях горизонта, которое наблюдается на рис. 5. Влияние центральной сухой части месторождения, где перфорирована вся продуктивная толща, создает только общий фон и из-за дальности расстояний не вносит существенных изменений в профиль пластовых давлений на линии нагнетательных скважин.

Благодаря тому, что на Бавлинском месторождении осуществлено законтурное, а не внутриконтурное заводнение, имеет место еще одна причина, влияющая на профиль пластового давления, - это наличие как бы второго ряда нагнетательных скважин, расположенных за внешней границей залежи¹. Для скважины 531 такой ближайшей соседкой второго ряда будет скважина 532, расположенная на расстоянии около 1 300 м от нее.

Каротажные данные и профиль расхода воды для этой скважины даны на рис. 6. По этим данным нетрудно установить, что весь верхний интервал горизонта D_1 на этом участке сложен из уплотненных глин и алевролитов и лишь низ разреза представлен водоносным песчаником. Судя по кривой ПС верхняя часть песчаников имеет более хорошие коллекторские свойства, чем нижняя. Однако сопоставление каротажных данных и профиля расхода воды показывает, что и в этом случае имеет место уже подмеченное выше противоречие между проницаемостью и приемистостью пластов. На этот раз верхний, лучший по проницаемости интервал принима

ет воду значительно хуже, чем нижний. Имеющиеся просветы в профиле расхода связаны, очевидно, с некачественной перфорацией и мало вероятно, что они могли значительно снизить приемистость пород.

¹ Разделение нагнетательных скважин на два ряда-внутренний и внешний-произведено чисто условно, опираясь лишь на факт различного расстояния их от контура нефтеносности.

Некоторую ясность в разбираемый вопрос может внести поперечный геологический профиль по этим двум скважинам (рис. 7). На основании установленного выше распределения пластового давления по вертикали разреза скважины 531 можно предположить, что нижняя часть пласта между этими двумя скважинами разбита на два слоя слабопроницаемой перемычкой, не отмечаемой на стандартной каротажной диаграмме. На рис. 7 она нанесена в виде узкой заштрихованной полоски. Заглинизированный, а поэтому и размытый прослой, отмеченный в скв. 531 в этой части пласта, только дополнительно подтверждает подобное положение.

Дальнейший анализ рис. 7 показывает, что при существующем распределении закачиваемой воды между нагнетательными скважинами 531 и 532 высокое

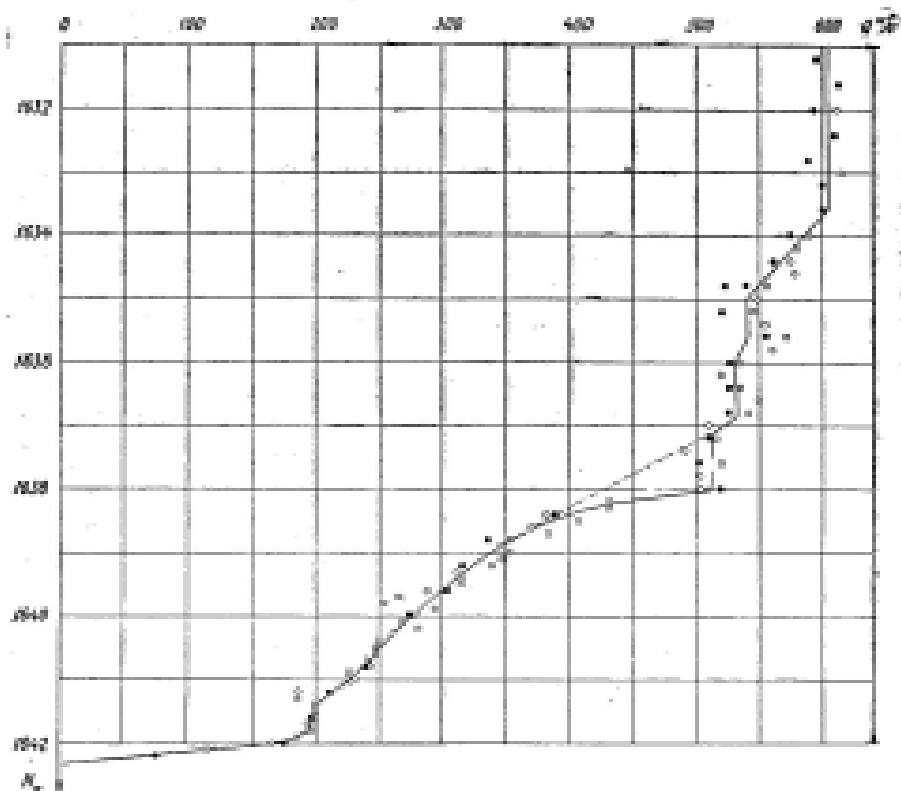
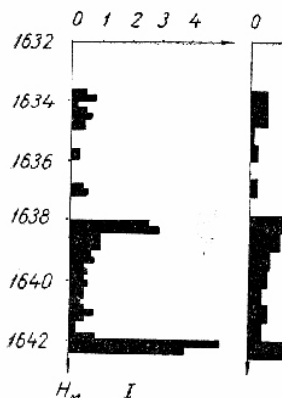


Рис. 9. Распределение скорости потока в призабойной части скважины 532. Белыми кружочками обозначены замеры скорости потока при спуске дебитомера-расходомера в скважину, а черными — при его подъеме. По горизонтальной шкале отложены значения расхода воды, пропорциональные данной скорости потока.

обеспечено усилившимся приемом воды нижней частью пластов скважины 531. Энергетически, а, следовательно, и экономически это будет более выгодно.

Чтобы высказанное предложение было более обоснованным, необходимо рассмотреть влияние на разработку излишне высокого пластового давления в подошве продуктивного горизонта. В ближайших эксплуатационных скважинах внешних рядов залежи не производится отбора жидкости из этого интервала, и это приводит к значительному распространению области повышенного давления по простиранию пласта. Для эксплуатационных рядов водоплавающей зоны месторождения это создает нежелательные высокие перепады давлений в нижней части забоя скважины. Так же, как это было отмечено и для Ромашкинского мес-



торождения [1],
 Рис. 10. Профи-
 выской грави-
 ли расхода для
 нт между водо-
 скважины 532
 ностой частью
 I-интервал ус-
 горизонты и за-
 реднения 20 см.
 одем скважины
 II-интервал ус-
 грозит наруше-
 реднения 60 см.
 нием цементного
 III-интервал ус-
 кольца и преждев-
 реднения 100 см.
 ременным прорыв-
 IV-усреднение по
 вом подошвенной
 наиболее харак-
 воды к нижним
 терным участ-
 отверстиям пер-
 кам кривой рис-
 форации. Причем
 этот прорыв бу-
 дет происходить

не по пласту, за счет подъема поверхности ВНК и образования конуса обводнения, а по заколонному пространству. Как видно, вопрос этот тесно связан с поведением ВНК в процессе эксплуатации месторождения.

Серьезное исследование характера перемещения ВНК по Бавлинскому месторождению проведено в книге С. А. Султанова и Г. Г. Вахитова [5]. В ней среди четырех возможных видов движения ВНК указан и поршневой тип движения воды в пласте, характерный для северо-восточной части Бавлинской залежи, т. е. района, прилегающего к нагнетательной скважине 4. Совершенно случайно скважина 531, имеющая открытую конструкцию забоя, расположена в этом же районе по соседству с указанной скважиной 4. Чтобы исключить вероятность случайного совпадения и показать, что поршневой тип движения воды в той или иной степени свойствен девонским горизонтам, были проведены дополнительные исследования в скважине

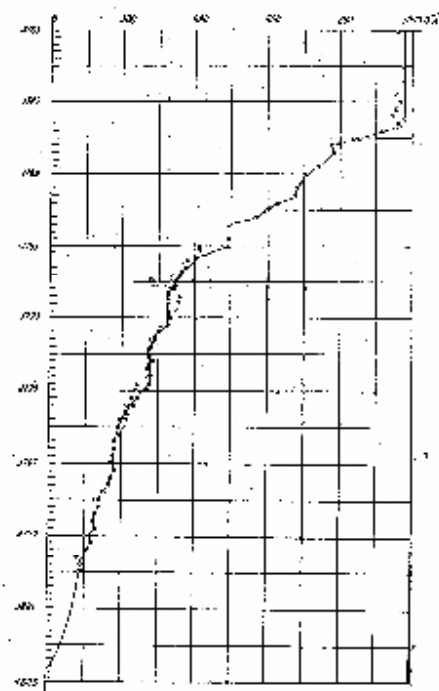




Рис. 12. Профили расхода для скважины 118. I-интервал усреднения 20 см. II-интервал усреднения 60 см. III-интервал усреднения 100 см. IV-усреднение по двум наиболее характерным интервалам кривой рис. 11.

118, лежащей почти на противоположной окраине месторождения. Аналогично скважине 531 она пробурена на водоплавающей части залежи. В момент ввода ее в эксплуатацию ВНК разрезал горизонт D_1 почти на две равные части (рис. 8). Как видно из рисунка, в скважине перфорированы два нижних пропластка из трех имеющихся в разрезе, а воду принимает по всей своей мощности только нижний основной пласт. Судя по каротажной диаграмме, он имеет довольно однородное строение и высокую проницаемость. Казалось бы, что это как раз хороший пример подъема воды по всей мощности пласта и не поршневого движения ВНК. Однако, как в этом нетрудно убедиться из профиля расхода воды на том же рис. 8, и в этой скважине, не смотря на кажущуюся однородность, основная масса воды

Рис. 8. Каротажная диаграмма и профиль расхода для нагнетательной скважины 118 Бавлинского месторождения.

ния по этажам на данном участке залежи. Как правило, в промытых, заводнен-ных, более проницаемых частях пласта давление будет значительно выше, чем в остальных, еще нефтенасыщенных интервалах. Например, для скважины 531 разница составляла около 40 ат. Перетоки под таким давлением неизбежно приведут к заводнению призабойной зоны. Каротаж такой скважины может ошибочно показать обводненность всего горизонта и тем самым создаст впечатление полного промыва пластов по всей мощности.

После того как началась промышленная разработка залежи и в продуктив-ном горизонте установилось какое-то динамическое распределение пластового давления, для определения положения ВНК по вертикальной и горизонтальной составляющей нужны также какие-то новые динамические методы, основан-ные на изучении всего комплекса трехмерного анализа состояния разработки месторождения [1].

ЛИТЕРАТУРА

1. Н. Н. Непримеров, А. Г. Шарагин. Особенности внутриконтурной выра-ботки нефтяных пластов. Издательство КГУ, 1961.
2. В. Н. Щелкачев. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом ре-жиме. Гостоптехиздат, 1959.
3. Э. Б. Чекалюк. Основы пьезометрии нефтяных и газовых скважин. ГИТЛ-УСССР, 1961.

К ВОПРОСУ О РАССТАНОВКЕ СКВАЖИН ПРИ ВНУТРИКОНТУРНОЙ ВЫРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Одной из важнейших проблем разработки нефтяных месторождений, еще далекой от своего окончательного разрешения, является установление оптимальной связи между плотностью сетки размещения скважин и нефтеотдачей пластов. В поисках этого решения используются различные пути: ведутся обширные теоретические исследования, ставятся грандиозные промышленные эксперименты¹, тщательно анализируется современное состояние нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений² и т. п.

За последнее время, после того как в нашей стране получили широкое распространение методы поддержания пластового давления с помощью законтурного и особенно внутриконтурного заводнения, не менее остро встает вопрос об относительном размещении нагнетательных и эксплуатационных скважин и численном соотношении между ними.

Как это отмечали Крылов А. П. [1], Маскет [2] и др. при законтурном и приконтурном заводнении наиболее целесообразно и экономически более выгодно параллельное расположение рядов нагнетательных и эксплуатационных скважин вдоль внешнего или внутреннего контура нефтеносности. Такое расположение скважин осуществлено на всех отечественных месторождениях, эксплуатирующихся с поддержанием пластового давления.

По аналогии эта же схема использована и при внутриконтурном заводнении. Однако перенесение линии нагнетания внутрь контура нефтеносности является качественно новым видом заводнения. Игнорирование специфических особенностей нагнетания воды непосредственно в нефтенасыщенный продуктивный пласт вызвало целый ряд осложнений, часть из которых была отмечена при анализе разработки одного из участков Ромашкинского месторождения [3]. Приведенные замечания частично относятся и к схеме расстановки скважин и приятию эксплуатационной площади.

В литературе неоднократно отмечалось, что по схеме размещения скважин внутриконтурное нагнетание воды в нефтяную залежь в пределе стремится к пло-

¹ *Для изучения влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу пластов, по предложению ВНИИ на Бавлинском нефтяном месторождении, остановлена половина действующего фонда эксплуатационных скважин без снижения суммарной нефтедобычи с месторождения.*

² *См., например, работу В. Н. Щелкачева "Анализ современного состояния нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений США. Госоптехиздат,*

1961.

щадному заводнению [4]. Общеизвестно также, что существует два простейших типа размещения скважин при площадном заводнении в виде пятиточечной и семиточечной элементарной ячейки [2] (рис. 1 и 2).

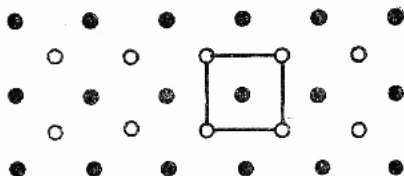
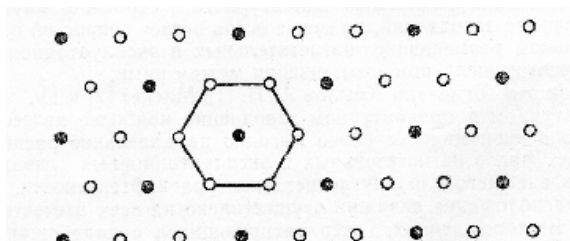


Рис.1

Между ними есть не только количественное, но и качественное различие. В пятиточечной имеет место соотношение между скважинами 1: 1, в семиточечной на одну нагнетательную приходится по две эксплуатационных. Кроме того, в



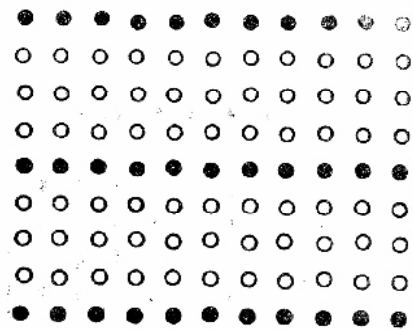
пятиточечном варианте нагнетательные и эксплуатационные скважины образуют ряды, в то время как в семиточечной схеме каждая нагнетательная скважина окружена сплошным кольцом эксплуатационных скважин.

Рис.2

Однако элементарные схемы, в силу своей предельной простоты, во многом несовершенны. Они экономически нерентабельны, в них практически трудно регулировать фронт нагнетаемой воды (ФНВ) путем изменения темпа отбора жидкости эксплуатационными скважинами, слишком большие потери нефти в целиках на конечной стадии разработки и многое другое.

Чтобы избежать этих недостатков, схемы усложняют. Например, на Ромашкинском месторождении принята система параллельных рядов, когда между

двумя нагнетательными батареями размещают 5-6 рядов эксплуатационных скважин (рис. 3). Таким образом, соотношение одного и другого вида скважин поддерживается в пределах 1:5-1:6. Как нетрудно видеть из рис. 3, с уменьшением числа эксплуатационных рядов эта схема переходит в пятиточечное расположение скважин рис. 1.

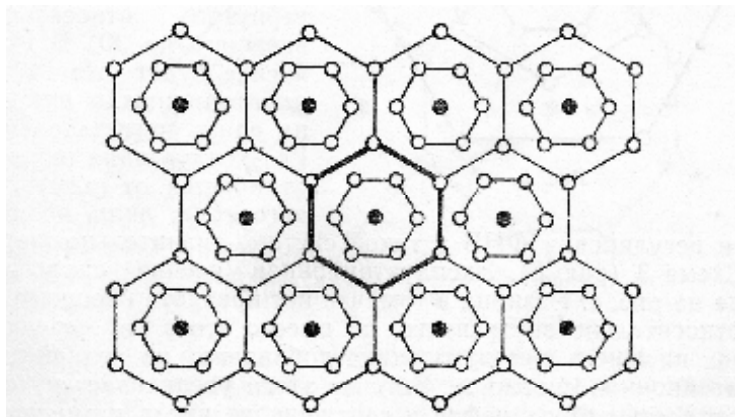


Не останавливаясь на детальном анализе особенностей этого типа размещения скважин, можно лишь отметить, что представляет определенный научный и практический интерес рассмотрение таких усложненных систем внутриконтурного заводнения, которые в пределе

переходят в семиточечную ячейку рис. 2.

Рис.3

На схеме 1 (рис. 4) приведена одна из таких возможных симметричных систем. За основу эксплуатационной ячейки принята семиточечная схема, эксплуатационные скважины которой расположены в вершинах правильного шестиугольника: на расстоянии R_1 от центральной нагнетательной скважины. Эта семиточечная схема обрамляется еще одним эксплуатационным рядом, отстоящим от центральной нагнетательной скважины на расстоянии $R_2 > R_1$. Скважины в этом ряду



расположены также в вершинах правильного шестиугольника, который повернут относительно внутреннего на 30° . Таким образом, за эксплуатационную ячейку (площадь) принимается область, ограниченная правильным шестиугольником. В силу симметрии в условиях однородного пласта стороны этого шестиугольника являются линиями тока. Подобная форма ячейки легко стыкуется с соседними и может покрывать площадь неограниченных размеров, причем внешние ряды каждой ячейки являются общими для всех соседних. В приведенной схеме на одну нагнетательную скважину приходится восемь эксплуатационных.

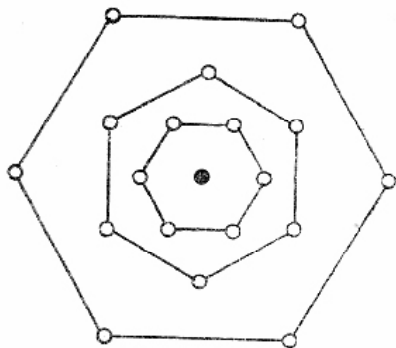


Рис. 4.

Дебиты эксплуатационных скважин устанавливаются согласно розе пьезопроводностей данной ячейки, таким образом, чтобы движение ФНВ шло равномерно по всему периметру. Основная нагрузка по отбору нефти ложится на внешние общие ряды. Внутренние скважины обеспечивают регулировку движения ФНВ до и после обводнения.

Прослеживание за продвижением контура нефтеносности можно производить, например, методом волн давления [31].

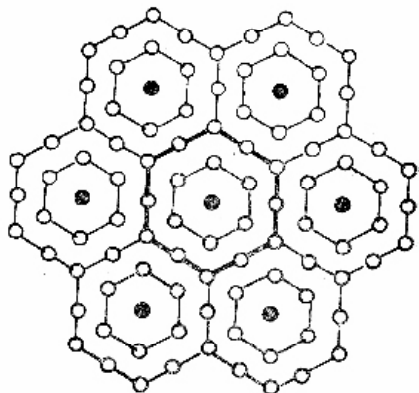


Рис. 5

Схема 2 (рис. 5). Схема расстановки получается из первой, если добавить еще один ряд эксплуатационных скважин, также расположенных в вершинах правильного шестиугольни-

ка, но повернутого относительно внешнего на 30° . В такой ячейке будет уже 14 эксплуатационных скважин на одну нагнетательную. Ее эксплуатация ничем не

отличается от схемы первого типа, лишь возможности регулировки ФНВ в такой системе значительно шире.

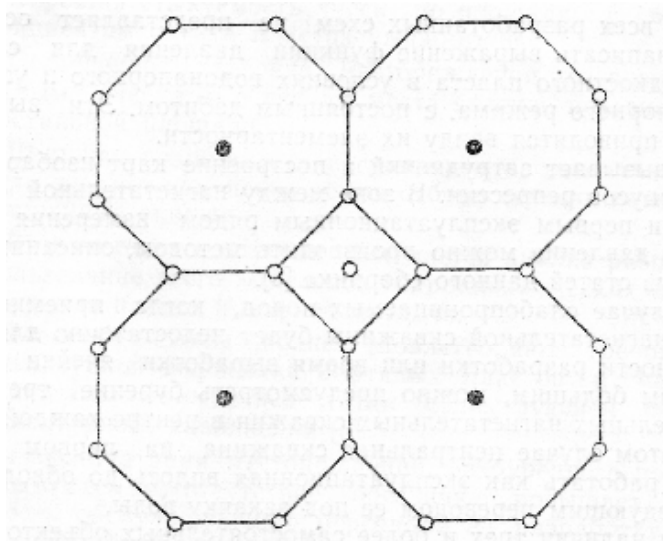


Рис.

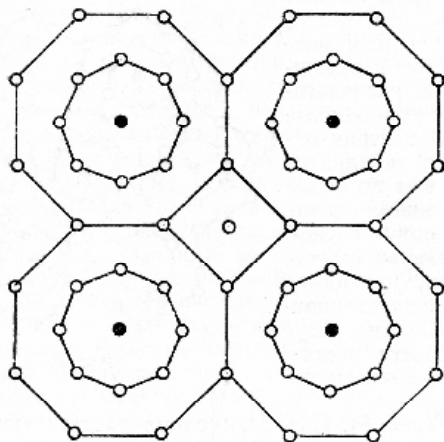
6

Схема 3 (рис. 6). Эксплуатационная

ячейка аналогична схеме на рис. 4. Разница в том, что нет поворота внешнего ряда относительно внутреннего, но вместо этого в серединах сторон внешнего шестиугольника добавлено по одной эксплуатационной скважине. За счет этого увеличивается симметричность отбора нефти и соотношение числа нагнетательных и эксплуатационных скважин (1:11).

Рис. 7

Схема 4 (рис. 7). Вся плоскость пласта заполняется правильными восьмиугольниками, в вершинах которых располагаются эксплуатационные скважины. В центрах образовавшихся квадратов



помещается еще по одной эксплуатационной скважине. На одну нагнетательную скважину, таким образом, приходится по пяти эксплуатационных. Возможности регулировки скорости растягивания ФНВ в пласте ограничены.

Схема 5 (рис. 8). Подобная схема получается из схемы рис. 7, если вписать еще один ряд эксплуатационных также в вершинах восьми относительно первого на $22,5^\circ$. Соотношение скважин в этой схеме 1:13. Методы регулировки те же, что и у схемы 1.

Рис.8

Для всех разработанных схем не представляет особого труда написать выражение функции давления для случая одножидкостного пласта в условиях водонапорного и упруговодонапорного режима, с постоянным дебитом. Эти выражения не приводятся ввиду их элементарности.

Не вызывает затруднений и построение карт изобар или карт конусов репрессии. В зоне между нагнетательной скважиной и первым эксплуатационным рядом измерения пластового давления можно производить методом, описанным в одной из статей данного сборника [5].

В случае слабопроницаемых пород, когда приемистости одной нагнетательной скважины будет недостаточно для рентабельности разработки или время выработки ячейки будет слишком большим, можно предусмотреть бурение трех дополнительных нагнетательных скважин в центре каждой ячейки. В этом случае центральная скважина на первом этапе может работать как эксплуатационная вплоть до обводнения с последующим переводом ее под закачку воды.

При наличии трех и более самостоятельных объектов разработки в продуктивном горизонте¹ возможно наложение второй симметричной сетки скважин на первоначальную ячейку с поворотом осей координат соответственно на 30° или $22,5^\circ$. После обводнения обоих пропластков одной сетки скважин она не ликвидируется, а меняется объектами эксплуатации со второй сеткой. Происходит своеобразная довыработка пластов, увеличивающая общую нефтеотдачу [3].

Рассмотренные выше сетки скважин более полно удовлетворяют требованиям по разработке слоистых девонских пластов, где преобладает поршневой характер вытеснения нефти водой.

Большая часть преимуществ и недостатков ячеистой системы по сравнению с батарейным расположением скважин может быть установлена лишь при пробной эксплуатации. Однако некоторые достоинства можно подчеркнуть и

на основании чисто качественного рассмотрения. Основными из них являются следующие:

1. Более полное использование энергии нагнетаемой воды для вытеснения нефти и выработки нефтяных пластов.
2. Предложенные схемы удобны и при использовании других агентов, вытесняющих нефть, вплоть до закачки сжиженных газов, создания передвижных очагов горения в пласте или перевода ячейки в газоконденсатную залежь.
3. Хорошая стыкуемость ячеек по площади, с высоким коэффициентом охвата пластов выработкой.
4. Постепенное введение месторождения в разработку отдельными ячейками с любого места залежи, независимо от всей остальной площади.

¹ Два объекта, т.е. два изолированных пропластка эксплуатируются методом раздельного отбора и раздельной закачки воды в пласты через одну скважину.

5. Широкая возможность регулировки продвижения ФНВ в пласте за счет изменения темпа отбора тех или иных эксплуатационных скважин.
6. В значительной степени облегчается анализ разработки и использование всего- комплекса гидродинамических методов исследования пласта и его нефтеотдачи.
7. Ячеистые схемы полнее удовлетворяют требованиям внутриконтурной выработки нефтяных пластов и частично устраняют отмеченные недостатки существующей системы внутриконтурного заводнения [3].

При эксплуатации месторождения, разбуренного по предлагаемым схемам, отсутствие обезлички повышает ответственность обслуживающего персонала за разработку данного конкретного участка залежи.

Очень грубый прикидочный расчет показывает, что применение подобных схем на Ромашкинском месторождении дало бы возможность сократить общее число скважин по сравнению с существующим, а сроки разработки уменьшить, улучшив коэффициент нефтеотдачи.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЬЕЗОПРОВОДНОСТИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА ПО КРИВОЙ ИЗМЕНЕНИЯ ПОЛНОГО ОТБОРА СКВАЖИНЫ

Предлагается метод определения пьезопроводности нефтяного пласта по кривой изменения полного отбора нагнетательной скважины, пущенной на излив после длительного простоя.

Теоретическое решение задачи определения полного отбора цилиндрической скважины, дренирующей бесконечный пласт при упругом режиме, дано в работе [1]. Как известно, при таком режиме фильтрации безразмерное давление $\bar{P}$ удовлетворяет уравнению типа теплопроводности:

$$\frac{\partial^2 \bar{P}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \bar{P}}{\partial r} = \frac{\partial \bar{P}}{\partial t}$$

Это уравнение решается методами операционного исследования при следующих условиях:

- 1) до начала излива давление во всех точках пласта одинаково и равно $P_{пл}$,
- 2) на скважине давление в момент начала излива мгновенно падает до величины $P_{заб}$ и далее не меняется,
- 3) на бесконечном удалении от скважины падения давления не происходит.

Затем из уравнения Дарси находится безразмерный дебит $\bar{q}(\bar{t})$, а после интегрирования дебита по времени получается формула для полного отбора:

$$\bar{Q}(\bar{t}) = -\frac{4}{p^2} \int_0^\infty \frac{(1 - e^{-u^2}) du}{u^3 [J_0^2(u) + Y_0^2(u)]},$$

По этой формуле подсчитывался полный отбор для достаточно широкого диапазона изменения безразмерного времени $\bar{t}$ и был построен соответствующий график.

$$\bar{Q} = \bar{Q}(\bar{t})$$

Дана следующая связь между безразмерными $\bar{Q}$ и $\bar{t}$ и размерными Q и t (в современных обозначениях):

*Итоговая научная конференция КГУ. 1962

$$\bar{t} = \frac{R \cdot t}{mm \cdot b_{жс} r_c}$$

(2)

В практических расчетах широкое распространение получил коэффициент пьезопроводности χ как характеристика нефтяного пласта, учитывающая сжимаемость не только фильтрующейся жидкости, но и сжимаемость породы продуктивного горизонта. В связи с этим обобщенные формулы (1), (2) будут иметь вид:

$$\bar{Q} = \frac{Q}{2p(mb_{жс}h_{жс} + b_c)h_c^2(P_n - P_{заб})}$$

(1)'

$$\bar{t} = \frac{t}{r_c^2}$$

(2)'

Используя эти формулы, а также графики кривых $\bar{Q} = \bar{Q}(t)$ и $Q = Q(t)$ (график этой кривой получается, экспериментальным путем), удается определить параметр χ .

На основании обработки экспериментальной кривой, снятой дистанционным дебитомером на нагнетательной скважине 3221 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения получены данные, которые приведены в таблице 1

При этом параметры пласта были приняты:

мощность $h = 1000$ см, $m = 0,2$, динамическая вязкость $\mu = 1,5 \text{ а}$ · коэффициент

объемной упругости пласта $b_{жс} = 4,5 \times 10^{-5} \frac{1}{\text{а}}$ коэффициент объемной упру-

гости пласта $b_c = 10^{-5} \frac{1}{\text{а}}$, $P_n = 216 \text{ ат.}$ $P_{заб} = 176 \text{ ат.}$, радиус скважины $r_c = 5 \text{ а}$

t	Q	$\bar{Q}$	f	z
$3 \cdot 10^3$	$1,336 \cdot 10^6$	$1,173 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^4$	1830
$6 \cdot 10^3$	$9,618 \cdot 10^5$	$8,933 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^4$	1830
$9 \cdot 10^3$	$1,338 \cdot 10^6$	$1,244 \cdot 10^6$	$1,4 \cdot 10^4$	1830
$1,2 \cdot 10^4$	$1,498 \cdot 10^6$	$1,581 \cdot 10^6$	$8,8 \cdot 10^4$	1830
$1,8 \cdot 10^4$	$2,337 \cdot 10^6$	$2,170 \cdot 10^6$	$1,2 \cdot 10^5$	1500
$3 \cdot 10^4$	$3,410 \cdot 10^6$	$3,184 \cdot 10^6$	$1,8 \cdot 10^5$	1320
$6 \cdot 10^4$	$6,003 \cdot 10^6$	$5,589 \cdot 10^6$	$3,5 \cdot 10^5$	13175
$9 \cdot 10^4$	$8,295 \cdot 10^6$	$7,752 \cdot 10^6$	$5,1 \cdot 10^5$	12730
$1,2 \cdot 10^5$	$1,232 \cdot 10^7$	$1,147 \cdot 10^7$	$7,7 \cdot 10^5$	11330
$2,1 \cdot 10^5$	$1,584 \cdot 10^7$	$1,477 \cdot 10^7$	$1,0 \cdot 10^6$	10210
$2,7 \cdot 10^5$	$1,919 \cdot 10^7$	$1,787 \cdot 10^7$	$1,25 \cdot 10^6$	10420

Литература

1. К.А.Царевич, И.Ф. Куранов. Расчет дебитов центральной скважины в круговом пласте при упругом режиме. Труды ВНИИ, вып.8,1956

ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В процессе многолетних экспериментальных исследований Ромашкинского и сходных с ним нефтяных месторождений установлены некоторые особенности и недостатки эксплуатации продуктивного горизонта при использовании методов искусственного воздействия на пласт [1-4]. К ним относятся:

- 1. Примитивность аппаратуры и методики контроля за разработкой залежи.*
- 2. Невысокое значение суммарного коэффициента нефтеотдачи, обусловленное спецификой расстановки скважин и недостаточностью величины градиента давления, под действием которого нефть продвигается по порам коллектора.*
- 3. Несовершенство работы единого фильтра при сложном многопластовом продуктивном горизонте.*
- 4. Заводнение пластов пресной, холодной водой с большим содержанием механических и органических примесей.*
- 5. Тяжелый фонтанный лифт с осложнением в виде смоло-парафиновых отложений и др.*

Для устранения перечисленных недостатков и дальнейшего совершенствования технологии добычи парафинистой нефти предлагается ряд мероприятий, требующих всесторонней промышленной проверки.

1. Контроль за разработкой. В этих целях необходимо использование аппаратуры и методики трехмерного дифференциального анализа. Аппаратура представляет собой комплексную станцию для исследования пласта и скважин, смонтированную на шасси автомашины КАЗ-651. Она оборудована комбинированными приборами: манометром-измерителем скорости потока и термометром - измерителем фазовых соотношений в потоке.

Методика трехмерного анализа основана на использовании всего комплекса приборов и включает в себя следующие составные части:

1. Экспериментальное определение вертикального профиля приемистости и самоизлива нагнетательной скважины при различных режимах ее работы. На основании этих данных и соответствующих измерений давления на забое и устье скважин определяется:

а) распределение пластового давления по вертикали продуктивного горизонта с использованием формулы

$$P_n = \frac{P_n Q_u + P_{заб} + Q_H}{Q_u + Q_H}$$

где Q_H и P_n - соответственно расход воды и давление нагнетания для данного интервала по мощности пласта при определенном режиме закачки. Q_u и $P_{заб}$ - дебит этого интервала и давление на забое при самоизливе скважины;

б) вертикальный профиль продуктивности горизонта по формуле

$$K = \frac{Q_u}{P_n - P_{заб}} = \frac{Q_H}{P_H - P_n}$$

в) из сопоставления профиля продуктивности и кривой потенциалов собственной поляризации пород на каротажной диаграмме определяется эффективность работы призабойной зоны по мощности пласта;

г) из сопоставления профиля притока или расхода с данными каротажной диаграммы и интервалом перфораций устанавливаются степень и характер вскрытия пласта и величина его эффективно работающей мощности при данном режиме;

д) на основании серии профилей притока, снятых последовательно во времени при самоизливе скважины, определяются кривые падения дебита для отдельных интервалов, а по ним вычисляется профиль пьезопроводности пласта;

е) на начальной стадии разработки профиль пьезопроводности служит для контроля за продвижением воды от нагнетательной скважины и степенью выработки пласта.

Из совокупности всех этих данных вытекают мероприятия по улучшению конструкций скважины и определению оптимального режима её работы.

2. Экспериментальное определение профилей притока в нефтяной скважине при различных режимах ее работы. По этим данным определяются те же параметры, что и для нагнетательных скважин за исключением пунктов "д" и "е". Для определения профилей пластового давления и продуктивности служат формулы

$$P_n = \frac{Q_1 P_2 - Q_2 P_1}{Q_1 - Q_2}$$

$$K = \frac{Q_1 - Q_2}{P_2 - P_1}$$

где Q_1 и P_1 - дебит и забойное давление данного интервала по мощности для одного из режимов работы скважины, а Q_2 и P_2 - то же для другого режима.

3. Наличие экспериментальных сведений о величинах мощностей пластов, охваченных выработкой в нагнетательной и нефтяной скважинах, позволяет оценить текущий и ожидаемый коэффициенты нефтеотдачи данного профиля по вертикальному охвату h_z .

4. Определение профиля притока воды в скважину по вертикали продуктивной толици и ее процентное содержание в потоке.

5. Замер температурного профиля геологического разреза скважины. По этим данным определяется начальная температура пласта, контролируется термодинамика данного участка залежи в процессе его эксплуатации и охлаждающее действие закачиваемой холодной воды, а также пути заколонной циркуляции пластовых вод при частичном обводнении.

6. Определение положения ФНВ в плоскости пласта с помощью волн давления и оценка значения h_y .

7. Исследование в добываемой нефти процентного содержания полярных компонентов, которые могут служить индикаторами нефтеотдачи пласта по степени выноса нефти из пород коллектора.

Проведенная методика в какой-то мере позволяет вести текущий контроль за всеми тремя компонентами нефтеотдачи.

$$h = h_o h_y h_z$$

II. Расстановка скважин. Для интенсификации добычи нефти, увеличения суммарного коэффициента, нефтеотдачи, регулирования заводнения и лучшего контроля за состоянием разработки предлагается ячеистая или сотовая система разработки скважин [4]. В сравнении с батарейной схемой она имеет следующие преимущества:

1. Более полное использование энергии нагнетаемой воды для вытеснения нефти и выработки нефтяных пластов.

2. Хорошая стыкуемость ячеек по площади с высоким коэффициентом охвата пластов выработкой. Удобство постепенного введения месторождения в разработку отдельными ячейками с любого места залежи, независимого от остальной площади. Возможность скоростной выработки пробной ячейки для предварительного определения технико-экономических показателей для всей площади.

3. Широкая возможность регулировки продвижения фронта нагнетаемой воды в пласте за счет изменения темпа отбора тех или иных эксплуатационных скважин.

4. Значительная степень облегчения анализа разработки и, использования всего комплекса, гидродинамических методов исследования пласта и его нефте-

отдачи.

5. Более полное выполнение требований рациональной выработки нефтяных пластов при использовании любых рабочих агентов, вытесняющих нефть из продуктивного коллектора.

III. Нагнетание воды. Для устранения недостатков, связанных с внутриконтурной закачкой больших масс холодной воды и значительного повышения нефтеотдачи месторождения, предлагается метод перетоков пластовой жидкости из нижних, более водоносных горизонтов D_2, D_3, D_4 в горизонт D_1 . Чтобы компенсировать отбор жидкости и повысить давление в выбранном горизонте, необходимо по ячеистой системе организовать в него подкачку поверхностных вод.

Перетоки из нижних горизонтов девона в верхний через забои нагнетательных скважин могут осуществляться как за счет поднятия давления в них, так и механизированным способом, с поджимом электропогружным насосом, установленным в перемычке между горизонтами. Основные преимущества комбинированного метода заводнения:

1. Для вытеснения нефти из пор коллектора используется пластовая щелочная вода, обладающая по сравнению с пресной лучшими отмывающими свойствами.

2. Внутриконтурное заводнение месторождения производится подогретой водой, температура которой на 2 - 4° С выше, чем температура нефти в горизонте D_1 .

3. В пластовой воде нижних горизонтов отсутствуют вредные механические и органические примеси, засоряющие обычно призабойную зону и нарушающие нормальный режим фильтрации.

4. Благодаря тому, что нагнетаемая в продуктивный пласт жидкость почти не соприкасается с металлическими трубопроводами, в ней будут отсутствовать и окислы железа, также вредно влияющие на проницаемость призабойной зоны.

5. При подкачке воды в нижние горизонты нагнетание производится в хорошо проницаемые водоносные песчаники, что обеспечивает их высокую проницаемость.

6. При таком методе заводнения нижние горизонты выполняют одновременно несколько функций:

- а) являются дополнительными источниками воды для заводнения,
- б) служат буферным аккумулятором энергии,
- в) выполняют роль фильтра механических примесей,
- г) обеспечивают естественный подогрев нагнетаемой жидкости и т.д.

7. Контроль за перетоком ведется по буферному давлению и с помощью

глубинных дебитометров-расходамеров.

8. При наличии дополнительного источника воды для заводнения на забое скважины облегчается осуществление раздельной закачки воды в два пласта, через одну скважину.

9. Наличие нескольких нижних водоносных горизонтов позволяет использовать один из них для создания перетоков, другой - как буфер, а третий - как резервный источник воды.

10. При переводе на новый способ нагнетания в качестве подкачивающих точек можно использовать все заброшенные скважины, уменьшив тем самым необходимые капиталовложения.

IV. Добыча нефти. В результате многолетних исследований выяснено, что для увеличения коэффициента нефтеотдачи и устранения имеющихся осложнений при добыче парафинистой нефти необходимо увеличить градиент давления, под действием которого происходит движение нефти в пласте и скважине.

Общезвестно, что кроме увеличения давления на линии нагнетания, для этого необходимо увеличить депрессию на забое скважин, отбирающих нефть, и облегчить вес столба газо-нефтяной смеси в стволе самих отбирающих скважин.

1. Для комплексного решения этих задач необходимо испытать в промысловых условиях термолифт, т. е. подъем на 30-60°C температуры столба жидкости в эксплуатационных скважинах за счет электроподогрева лифтовой колонны.

Основные технологические преимущества этого метода механизированной добычи нефти:

1) Значительное облегчение столба жидкости в скважине (на 30 - 40%) приведет к заметному увеличению добычи нефти.

2) Увеличится эффективная мощность $h_{эфф}$ и коэффициент нефтеотдачи по вертикальному охвату пластов выработкой.

3) Повышенный перепад давления в призабойной зоне увеличит скорость движения нефти в пористой среде, а вместе с этим и коэффициент вымыва h_o за счет большего сноса аномального слоя на поровой поверхности.

4) Увеличение дебита скважины и улучшение структуры потока будут способствовать выбросу отстойной воды из фильтровой части и ствола скважины,

5) Подогрев потока предотвратит выпадение парафина и тем самым устранит пережатие газа и его проскальзывание относительно нефти, что будет способствовать значительному облегчению столба смеси и полному использованию энергии попутного газа.

6) Увеличение отбора приведет к падению пластового давления, что в свою

очередь увеличит приемистость нагнетательных скважин.

Кроме основных технологических преимуществ, термолифт обладает и целым рядом эксплуатационных достоинств:

1) Несмотря на механизированную добычу, лифтовая колонна остается свободной для прохода исследовательских приборов всех типов, что крайне важно для контроля за разработкой залежи.

2) Автоматически решается вопрос о борьбе с парафиновыми отложениями не только в лифте, но и в горизонтальном трубопроводе при однотрубной системе сбора нефти и газа.

3) Сложные и дорогостоящие ЭПН и вставные насосы заменяются более простым, дешевым и удобным в эксплуатации оборудованием электроподогрева лифтовой колонны в скважине.

4) Для перевода скважины с механизированной добычи на обычную фонтанную нет необходимости в ремонте скважины и подъеме глубинного оборудования. Электроподогрев просто выключается и он может быть снова включен в любое время.

5) При включении электроподогрева скважина самовозбуждается после остановки и отпадает необходимость в компрессоре.

6) Давление на забое может быть ниже давления насыщения. Работа лифта от этого только улучшится, в то время как КПД насосов падает при подаче газированной нефти.

2. Испытание термолифта даст возможность исследовать работу пласта при снижении забойного давления ниже давления насыщения и решить ряд важных задач:

1) Определить нижний предел снижения забойного давления, при котором падение проницаемости пород из-за горного давления не позволит получить дополнительного притока нефти и начнется ухудшение условий эксплуатации.

2) Выяснить роль газового подшипника при разгазировании нефти в пористой среде.

3) Определить допустимые границы снижения температуры при дросселировании нефти на забое и смене знака коэффициента Джоуля-Томсона.

4) Установить степень сноса аномального слоя нефти на поверхности пор при росте скорости движения потока в призабойной зоне.

5) Измерить пределы изменения эффективной мощности пласта.

6) Изучить вопрос подтягивания на забой подошвенной воды.

7) Провести детальное исследование термодинамики лифта и т. п.

ЛИТЕРАТУРА

1. Непримеров Н. Н., Шарагин А. Г. Исследование скважин и разработка

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

Изучение изменений температурного режима нефтяного пласта в процессе его промышленной разработки является одной из наиболее слабо развитых областей геотермии. Причины кроются в отсутствии надежных измерительных средств и методических трудностях температурных измерений в действующих нефтяных скважинах.

I. Техника и методика эксперимента. Для получения геотермы в простаивающих, пьезометрических и контрольных скважинах, а также измерения температурного профиля призабойной зоны в действующих нефтяных и нагнетательных скважинах разработан спаренный дистанционный термометр на сопротивлениях. Он обладает большой относительной чувствительностью ($0,002^{\circ}\text{C}$) и в то же время обеспечивает высокую стабильность показаний во времени ($+0,1\text{C}$). Такие параметры достигнуты благодаря исключению влияния на измерения канала связи, и комбинации обычного мостика с термодатчиком из медной проволоки с мостиком на высокочувствительных полупроводниковых термосопротивлениях.

Основная кривая распределения температуры в скважине измеряется высокочувствительным мостиком, а начало, конец ее и несколько промежуточных точек калибруются мостом на стабильных датчиках из медной проволоки. Для повышения надежности и повторяемости измерений все термометры привязываются к одной и той же контрольной скважине, принятой за эталон. По геотерме этой скважины производится как калибровка приборов, так и определение их чувствительности и инерционности.

II. Начальная геотермия месторождения. Исследование пьезометрических и особенно контрольных скважин показало, что форма кривой геотермы примерно одинакова не только для различных площадей Ромашкинского, но и у сходных с ним других месторождений девонской нефти. В качестве репера может быть использована ярко выраженная точка излома на геотерме у кровли продуктивного горизонта Д₁. Там, в районе верхнего известняка, кривая распределения температуры резко меняет свой наклон, образуя характерный угол около 30° .

В дальнейшем за среднюю температуру горизонта Д₁ принимается температура пород, расположенных на 20 м ниже реперного излома на геотерме.

В юго-западной части Ромашкинского месторождения геотерма продуктивного пласта, сохраняя угол у реперной точки, имеет более крутой наклон к

динат. Это говорит за то, что в этой зоне из недр земли идет более мощный тепловой поток.

Т. к. общепринятые геотермические параметры — температурный градиент и ступень — зависят от того, на какой точке по глубине производится замер, то вместо них предлагается строить карты тепловых потоков, величина которых не зависит от глубины измерения и служит объективной характеристикой распределения тепловых источников в земной коре.

Породы, слагающие продуктивный горизонт Д, легко различаются по своим тепловым свойствам, и потому термокаротаж с помощью чувствительного термометра может дать много ценных данных не только о структуре горизонта, но и о заполняющих его жидкостях.

III. Температурный профиль действующих нефтяных скважин. В действующей нефтяной скважине геотермическое распределение температуры нарушается притоком нефти и сопровождающими его процессами. Для определения температуры пласта необходимо иметь хотя бы небольшой участок невозмущенной геотермы в зумпфе скважины, к которому привязывается эталонный геотермический профиль. Второй опорной точкой служит репер-верхний известняк. Накладывая полученную таким образом начальную геотерму скважины на ее температурный профиль в процессе работы, можно количественно охарактеризовать изменения температуры на забое скважины и по ее стволу, вносимые притоком нефти.

Изменения температуры на забое скважины могут быть обусловлены несколькими причинами. Основная из них связана с дросселированием нефти в призабойной зоне и ее термодинамическими свойствами. Значительное влияние оказывает также заколонная циркуляция воды в случае обводнения скважины подошвенной водой и др.

IV. Температурный профиль нагнетательной скважины. В тех случаях, когда зумпф нагнетательной скважины достаточно глубок, то в самой нижней его части может сохраниться отрезок начальной геотермы, по которой можно восстановить начальную температуру пласта. Однако в большинстве скважин начальную геотерму приходится находить, пользуясь данными по соседним нефтяным скважинам с привязкой по реперу верхний известняк.

Нагнетаемая холодная вода наиболее сильно меняет начальное распределение температуры в районе поглощающих пластов. Абсолютная величина температуры на забое нагнетательной скважины зависит от времени года, т. е. от температуры закачиваемой воды, от ее расхода и продолжительности закачки в данную скважину.

V. Динамика температурного режима. Абсолютная величина температуры на забое нефтяной скважины и ее распределение по мощности продуктивного

1. Величина изменения температуры нефти при дросселировании зависит от размера воронки депрессии, от теплоемкости смеси, поступающей на забой скважины, и величины среднего коэффициента Джоуля-Томпсона. Кроме того, сам этот коэффициент зависит от давления, в пределах которого лежит воронка депрессии. Его величина определяется в период пуска скважины, вышедшей из бурения одновременно со снятием индикаторной кривой.

2. В процессе работы скважины часть тепла, выделяемого нефтью при дросселировании, идет на нагрев пород коллектора. В свою очередь, эти породы подогревают поступающую в призабойную зону свежую нефть, отчего зона повышенной температуры растет со временем по абсолютной величине. Кроме того, за счет теплопередачи по кристаллическому скелету пласта эта зона также расширяется и по мощности.

3. Наличие зоны повышенной температуры вблизи забоя скважины приводит к экранировке теплового потока, идущего снизу, и дополнительному подогреву призабойной части скважины. Учитывая, что, кровельная часть пласта в скважине отдает дополнительное тепло вышележащим породам, температурная зона имеет асимметричный вид распределения по мощности пласта.

4. Несмотря на плоское залегание нефтяного пласта, наличие меняющегося рельефа местности и различие в величинах теплового потока, идущего из недр земли, приводит к целому полю значений температур пласта в плане месторождения. Нагнетание в пласт воды и отбор нефти приводят к смещению пластовой жидкости по линиям тока. Благодаря этому температура нефти подходящей к забою скважины будет меняться со временем в ту или иную сторону в зависимости от распределения давления и температуры в пласте в процессе эксплуатации.

5. При существующих темпах закачки холодной поверхностной воды в продуктивный горизонт фронт охлаждения пород отстает от фронта нагнетаемой воды. Поэтому охлаждающее действие воды в эксплуатационных скважинах начнет сказываться только после ее обводнения, т. е. в период ее водной эксплуатации.

Температурный режим нефтяного месторождения в процессе его эксплуатации является функцией многих переменных. Изучение его еще весьма далеко от своего завершения. Однако влияние его на нефтеотдачу пластов настолько велико, что он требует к себе самого пристального внимания.

Расчет температурного поля месторождения при внутриконтурном заводнении и практические мероприятия по устранению вредного влияния холодной воды на нефтеотдачу приведены в других докладах, представленных на данной конференции.

ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ - ИСТОЧНИК ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Искусственное заводнение нефтяных пластов нарушает начальный тепловой режим месторождения. Широко применяемая на практике закачка холодных, поверхностных вод ведет к охлаждению неоднородных продуктивных коллекторов и снижению их нефтеотдачи. Использование для выработки продуктивных горизонтов термальных пластовых вод положительно решает многие задачи эффективной эксплуатации нефтяных месторождений.

В СССР, начиная с пятидесятих годов, основная масса новых нефтяных месторождений вступает в разработку с использованием искусственных методов воздействия на пласт. На настоящем этапе развития нефтяной промышленности к ним в основном относятся законтурное и внутриконтурное заводнение. При внутриконтурной выработки продуктивных горизонтов закачиваемая в пласт холодная поверхностная вода вступает в тепловой контакт с нефтенасыщенными породами земных недр. В процесса теплообмена между закачиваемой водой и породами происходит нарушение начального теплового режима нефтяной залежи. Часть извлекаемой нефти при этом теряет подвижность, и суммарная нефтеотдача пластов оказывается ниже возможной.

Ромашкинское нефтяное месторождение в Татарии разрезано рядами водонагнетательных скважин на ряд самостоятельных площадей разработки. Ежесуточно в продуктивные пласты этого месторождения закачивается более полумиллиона кубометров воды реки Камы со среднегодовой температурой $+11,5^{\circ}$. Начальная температура продуктивного горизонта, лежащего на глубине около 1700 метров, $+36_{-6}^{+10\text{кр.}^{\circ}\text{C}}$. Сложен он чередованием пяти неоднородных по своей проницаемости пластов.

На рис. 1 дана принципиальная схема распределения некоторых характерных изотерм в продуктивном горизонте при его термозаводнении. Из рисунка видно, что при разной скорости движения фронта нагнетаемой воды «А» по отдельным пластам возможно тепловое воздействие основного пласта-индуктора на соседние с ним нефтенасыщенные слои разреза и окружающие породы.

а) Если заводнение идет холодной водой, то происходит охлаждение нефти в соседних пластах. Растет ее вязкость и, как неизбежное следствие, уменьшается пьезо- и гидропроводность этих нефтенасыщенных слоев. В конечном результате они могут выключиться из разработки.

б) Если в пласт нагнетается теплоноситель с температурой выше начальной пластовой, то картина будет обратной. За счет нагрева и снижения вязкости нефти возрастает пьезо- и гидропроводность пластов и темп их выработки. В целом при подогреве продуктивных коллекторов сокращаются при прочих равных

сроки разработки залежи и повышается коэффициент нефтеотдачи.

Детальное многолетнее исследование, проведенное Казанским университетом на Ромашкинском месторождении, показало, что нестационарные тепловые процессы в недрах земли при заводнении вполне реальны, захватывают большие объемы пород и оказывают заметное влияние на добычу нефти [1,2]. Как известно, для повышения нефтеотдачи обычное заводнение сочетается с использованием гидродинамических, физико-химических или тепловых методов воздействия на пласт. Одним из таких конкретных, высокоэффективных и экономичных методов может служить заводнение нефтяных месторождений естественными термальными пластовыми водами. Повсеместно в зонах нефте- и газонакопления в терригенных и карбонатных коллекторах содержится громадное количество прогретых земным теплом пластовых вод. Запасы их, хотя и ограничены, но во много раз превосходят запасы нефти и газа в данной нефтеносной провинции. Использование естественных пластовых жидкостей для термозаводнения нефтяных месторождений позволит сократить расход дефицитных пресных поверхностных вод. При этом вытеснение нефти из пор коллектора будет производиться пластовой минерализованной, щелочной водой, обладающей лучшими, по сравнению с пресными водами, отмывающими свойствами. В этих водах отсутствуют механические примеси, способные вызвать

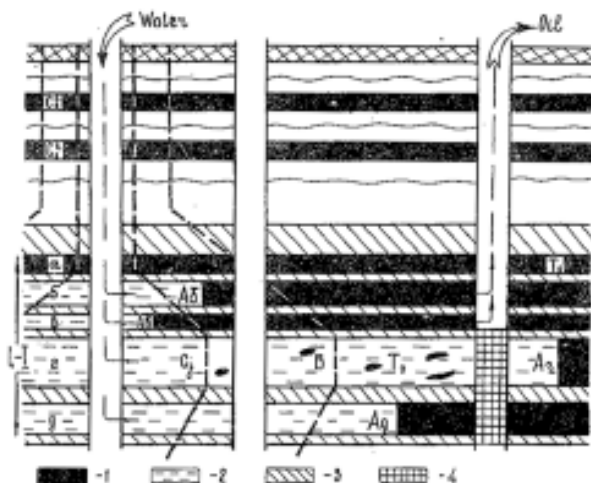


рис.1 Схема заводнения неоднородного пятипластового продуктивного горизонта Ромашкинского нефтяного месторождения. А-фронт нагнетаемой в пласт воды. В-изотерма начала возмущения температуры пласта. С_г-текущая изотерма. Условные обозначения: 1-нефтяной пласт; 2-промытый пласт; 3-глина; 4-цементный мост.

Нет в пластовых водах и органики, которая приводит обычно к размножению в заводненных коллекторах анаэробных бактерий, питающихся углеводородами нефти и выделяющих в окружающую среду сероводород. Так как пластовая вода при заводнении почти не контактирует с металлическими трубопроводами, в ней будет отсутствовать и ржавчина, так сильно засоряющая призабойные зоны обычных нагнетательных скважин. Наконец, в пластовых водах отсутствует растворенный кислород, и не будет происходить вредного окисления нефтей на контакте с водой.

Пластовые резервуары, вода которых используется для заводнения, выполняют и ряд других вспомогательных функций:

1) в них можно производить неограниченный сброс промышленных сточных вод; захоронение отходов сопровождается положительным эффектом увеличения первоначальной упругой энергии пласта-источника термальных вод;

2) они выполняют роль естественного фильтра механических и органических примесей;

3) осуществляют подогрев и разложение пластовых вод за счет тепла земных недр.

На практике, в качестве источника пластовых вод используются выше- и нижележащие горизонты той же геологической структуры, к которой приурочено и нефтяное месторождение. Поэтому для сброса сточных вод, извлечения термальных вод или организации межпластовых перетоков могут быть использованы некондиционные скважины. Те, что не вскрыли в своем разрезе нефтяных коллекторов, не были освоены по тем или иным причинам или простаивают из-за обводнения добываемой продукции. Это может также благоприятно сказаться на экономике термозаводнения.

В практике нефтяной промышленности Советского Союза уже имеются примеры успешного использования термальных вод для заводнения:

1) контурное заводнение, как частный случай промышленной выработки нефтяных коллекторов пластовой водой той же температуры;

2) естественный переток из пласта D_{II} в D_I по центру Туймазинского нефтяного месторождения в Башкирии [3]

3) опытная перекачка термальных вод на нефтяном месторождении Узень п-ова Мангышлак;

4) промышленная закачка Альб-Сеноманских вод при заводнении некоторых месторождений Западной Сибири [4];

5) опыт по созданию искусственных перетоков из нижних водоносных гори-

Наконец, нельзя не отметить прекрасный пример термозаводнения, создан

ного самой природой на Октябрьском нефтяном месторождении г. Грозного. Схема оригинального коробчатого строения этой залежи дана на рис.2.

За 70 лет эксплуатации этого одного из старейших месторождений в СССР из его недр извлечено 60 106 т нефти и более чем 300 10⁶ м³ попутной воды. Т.е., через продуктивные пласты прошло 5-6 поровых объемов жидкости.

Поднимавшаяся по очень крутым крыльям месторождения (70-80°) пластовая вода с больших глубин повысила температуру нефтяного коллектора почти вдвое - с 50 до 80 - 100°C, обеспечив высокую нефтеотдачу пластов на этом месторождении.

С геотермической точки зрения, интересно отметить, что густая сетка эксплуатационных скважин (2 - 4 га на скважину) длительный срок эксплуатации (50 - 70 лет) привели к заметному прогреву всего массива горных пород над месторождением и созданию искусственной тепловой аномалии на Сунженском хребте Северного Кавказа

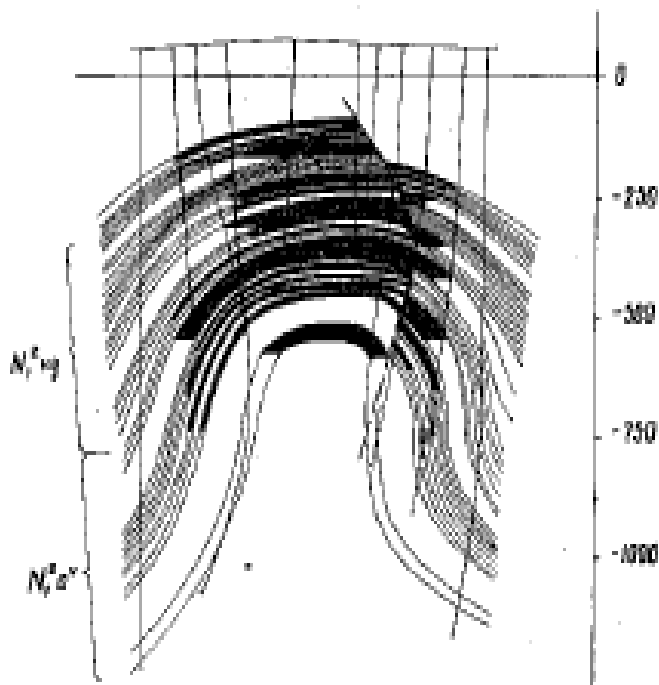


рис.2 Поперечный геологический разрез через Октябрьское нефтяное месторождение на Северном Кавказе.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Непримеров Н.Н., Пудовкин М. А., Марков А. И. Особенности теплового поля нефтяного месторождения. Казань, Изд-во КГУ, 1968.*
2. *Термозаводнение нефтяных месторождений. Казань, Изд-во КГУ, 1971.*
3. *Пермяков И. Г. Разработка Туймазинского нефтяного месторождения. Гостоптехиздат, 1959.*
4. *Максимов В.П., Мусин М. Х., Толстиков Г.А., Фаин Ю.Б., Филановский В.Ю.*

КОМБИНИРОВАННЫЙ ПРОМЫСЛОВЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ОХВАТУ ПЛАСТОВ ВЫРАБОТКОЙ

1. Все три возможных пути повышения нефтеотдачи с использованием гидродинамических, тепловых и физико-химических методов воздействия на пласт описываются идентичными дифференциальными уравнениями (уравнения гидродинамики, теплопроводности и диффузии). В первом, линейном приближении для всех этих процессов справедлива элементарная формула теории переноса: поток субстанции равен проводимости среды, умноженной на градиент силового поля (закон Дарси, Фурье, Фика). Проблема нефтеотдачи, если о ней вообще можно говорить в рамках принятой в подземной гидродинамике механической модели сплошной среды, сводится, таким образом, к задаче увеличения до возможного максимума проводимости этой среды.

Многолетние промысловые исследования проводимости реальных пористых сред показали весьма сильную изменчивость фильтрационных характеристик коллектора в зависимости от величины и характера силового воздействия на него. Из опытов установлено, что проводимость пласта зависит:

- от направления движения флюида в системе пласт-скважина она немного выше при притоке, чем при закачке воды в пласт;*
- от величины приведенного радиуса скважины, набор значений которого для разных скважин и пластов лежит в пределах от микрон до десятка метров, т.е. может меняться на 9 порядков величин.*

Реально существующая начальная анизотропия продуктивных пластов усиливается в процессе его выработки. Разница в проводимостях может достигать большого порядка величин от:

- соотношения между горным и пластовым давлением;*
- вида запуска нагнетательной скважины на закачку;*
- величины приложенной депрессии;*
- частоты или периода циклического воздействия на пласт, т.к. пористый нефтеводонасыщенный коллектор представляет собой дисперсную среду, параметры которой, в том числе и проводимость, являются функцией от частоты приложенного воздействия. А времена релаксаций по давлению и дебиту, ответственные за это явление имеют для водонасыщенного коллектора порядок в единицы и десятки минут, а их отношение лежит в пределах от 1,1 до 1,5;*
- возникновения трещиноватости в призабойной зоне;*
- величины начального градиента сдвига;*

- возникновения термоупругих напряжений при пьезотермической фильтрации.

Этот перечень нельзя считать полным даже для однофазной фильтрации, не говоря уже о двухфазной, без детального промыслового исследования которой трудно говорить о возможных методах определения коэффициента нефтеотдачи по степени замещения нефти водой.

2. Более обнадеживающей выглядит картина определения коэффициента нефтеотдачи по охвату пластов выработкой. Для этого необходимо знать начальные размеры нефтенасыщенного пласта и геометрические размеры той его области, которая занята на дату определения вытесняющим агентом. Их отношение и определит искомый коэффициент. Сложность состоит в том, что эти размеры должны быть найдены непосредственно из промысловых измерений и отражать реальную картину процесса вытеснения.

Для Ромашкинского месторождения, где расстояние от нагнетательного до эксплуатационного ряда в несколько раз превышает расстояние между скважинами, может быть использована модель линейной фильтрации. В этом приближении для определения заводняемого объема необходимо знать его размеры по трем координатным осям: $x = \bar{V} \cdot t$, где $\bar{V}$ - средняя скорость фильтрации за время t ; $y = l$ - ширине заводняемого коридора в продуктивном пласте и $z = 2h$ - удвоенной мощности водного слоя, если начало координат расположено по центру пласта. Однако даже при такой схематизации процесса разработки нет строгого решения для нахождения необходимых для подсчета трех искомых величин. Их оценку можно произвести только на поздней стадии разработки месторождения с внутриконтурным заводнением при комбинированном, комплексном подходе, используя гидродинамические, температурные измерения и данные промыслового учета закачки воды и отбора нефти, а также некоторые параметры, полученные из лабораторных исследований и каротажных измерений в скважине.

3. Наиболее информативный из гидродинамических методов исследования пластов - волны давления, которые позволяют определить для выделенного направления по отдельности пьезопроводность и гидропроводность пласта. Причем и то и * для водного слоя, как наиболее проводящего в общем, разрезе продуктивного горизонта. В этом заключается одна из особенностей распространения волны давления в гетерогенной среде. Она проходит по пути наименьшего фильтрационного сопротивления. Оба измеряемых параметра по сути дела составные величины: пьезопроводность $\bar{\kappa}$ может быть выражена через удельную проводимость среды

$\frac{k}{m}$

- и коэффициент упругоэластичности пласта

$$b^* = m b_j \cdot b_c, m.e$$

$$\bar{x} = \frac{k}{b^*}$$

(1) а гидروпроводность равна удельной проводимости, умноженной на мощность пласта

$$\bar{d} = \frac{k}{m} \cdot 2h$$

(2)

Если сжимаемость жидкости и пород коллектора считать известной из керновых измерений, а пористость - из данных каротажа, то можно вычислить упругоёмкость пласта b^* . Тогда из системы уравнений (1) и (2) однозначно находится мощность пласта

$$2h = \frac{\bar{d}}{\bar{x} \cdot b^*}$$

(3)

Тщательное изучение данных по сжимаемости пород и привязка их к фильтрационным параметрам песчаников горизонта Д, Ромашкинского месторождения

$$b_c = 0,138_{-0}^{+0,025} \cdot 10^{-9} \frac{M^2}{H}$$

позволяет принять для них значение

$$b_g = 0,449 \cdot 10^{-9} \frac{M^2}{H}$$

Сжимаемость воды при 20°C

4. Развита за последние десятилетия теория термозаводнения, основанная на модели нефтяного пласта в виде сосредоточенной тепловой емкости, позволяет решать и интересные задачи определения по известной температурной зависимости некоторых параметров пласта. Для этого используются хорошо известные формулы Ловерье:

$$x = \frac{hVC_n}{|z_n \cdot C_n|} \left[-(2d^2 E_k + E_n) + 2d \sqrt{zhC_k C_n + d^2 h^2 C_k^2 \cdot C_n} \right]$$

(4)

$$Z = 2d \sqrt{\frac{x_n^z}{C_n} \left(t - \frac{x_k}{E_{\text{жс}}} - \frac{x|z_n}{hVC_{\text{жс}}} \right)}$$

(5)

где $C_k, C_{ж}, C_n$ - теплоемкости покрывающих пород, флюида и пласта соответственно;

I_n^z - теплопроводность покрывающих пласт пород, а

$$d = efCq$$

(6)

$$q = \frac{T_0 - T}{T_0 - T_{жс}}$$

где

(7)

т.е. безразмерная температура, которая определяется начальной температурой средней части пласта - T_0 , температурой нагнетаемого в пласт вытесняющего агента - $T_{жс}$ и текущей температурой пласта T .

Уравнение (4) может быть разрешено относительно средней скорости фильтрации $\bar{V}$. Т.к. экспериментальные измерения текущего значения температуры заводняемого пласта можно проводить по центру этого пласта в эксплуатационных или контрольных скважинах, то в выражении (4) можно положить вертикальную координату $Z=0$. Тогда:

$$\bar{V} = \frac{x I_n^z C_n}{2 C_k C_{жс} d^2 h^2 \left(\sqrt{1 + \frac{I_n^z C_n t}{d^2 h^2 C_k^2}} - 1 \right)}$$

(8)

Для нахождения средней скорости из выражения (8) нужно определить (экспериментально на какую-то конкретную дату в скважине, находящейся на расстоянии X от нагнетательного ряда, величину отклонения текущей температуры пласта от начальной пластовой T_0 .

$$\Delta T = T_0 - T$$

(9)

Зная среднегодовую температуру закачиваемого в пласт хлада или теплоносителя $T_{жс}$, можно найти по этим данным безразмерную температуру q из выражения (7), а по ней величину d с помощью таблиц функции (6). Мощность пласта $2h$ определится из гидродинамических измерений в этих же скважинах согласно описанию в пункте 3.

Теплоемкость жидкости и вещества, слагающего коллектор берется из таблицы также как и теплоемкость покрывающих пласт пород C_k .

Теплоемкость пласта C_n , определяется, как аддитивная величина при известной из каротажа пористости пород :

$$C_n = m_{ж} + (1 - m)C_0 \quad (10)$$

Теплопроводность подстилающих и покрывающих пласт пород находится либо из лабораторных измерений, либо из промысловых экспериментов, используя формулу Ловерье для вертикальной оси (5). При измерении величины распространения температурного фронта от оси пласта вверх или вниз по вертикали можно положить $X=0$, тогда выражение (5) примет вид:

$$Z = 2d \sqrt{\frac{l_n^z t}{C_n}} \quad (11)$$

которое можно разрешить относительно теплопроводности l_n^z ,

$$l_n^z = \frac{z^2 C_n}{4d^2 t} \quad (12)$$

Для этого выражения значение находится по-прежнему из (6) и (7), только в количестве $T_o - T$ берется отклонение температуры от начальной пласта на расстояние Z вниз от оси пласта в нагнетательной скважине. Можно использовать для определения теплопроводности и нарушения начальной температуры в эксплуатационных или контрольных скважинах, используя для этого те же выражения для распределения температуры по оси Z - (5).

5. В случае линейного одномерного фильтрационного потока значение его поперечного размера $y=l$, при известных двух других координатах, находится из простейшего выражения для объема:

$$l = \frac{Q}{2h \cdot \bar{V}t} \quad (13)$$

где Q - объем закачанной в пласт воды. Суммарное значение воды, закачанной в каждую нагнетательную скважину, известно из промыслового учета на любое время t после начала закачки. Сложность вычислений по формуле (13) состоит в том, что под Q подразумевается объем воды, закачанной лишь в тот пласт из общего разреза, для которого производится подсчет коэффициента охватами в

направлении на ту скважину, где производилось измерение ΔT и определялась скорость фильтрации.

Грубое распределение воды по слоям можно провести на основании одиночного профиля закачки. Для более точного определения нужны ежеквартальные или ежегодные профили нагнетания за все время эксплуатации данной нагнетательной скважины.

Еще труднее распределить закачиваемый объем по обе стороны от нагнетательного ряда. Для этого нужно иметь сведения об отборе нефти из данного пласта с той и другой стороны от нагнетательной скважины и поделить закачку пропорционально этим отборам.

6. Из вышеприведенных рассуждений нетрудно видеть, что предлагаемая методика является приближенной. Наиболее точно здесь определяется лишь мощность пластов. Ее можно найти практически для любого направления, где наблюдается гидродинамическая связь между скважинами. Где этой связи нет, можно полагать $2h = 0$, хотя это не совсем точно. Достаточно небольшой глухой локальной перемычки в пласте, чтоб нарушить связь, и тогда автоматически выпадает из рассмотрения весь пласт в данном направлении. Возможно, что волна может пройти к скважине-приемнику не прямым, а окольным путем. Это приведет к заниженным значениям фильтрационных параметров, не сильно отразится на искомой средней мощности пласта. Погрешность этой величины зависит от точности определения коэффициента упругоёмкости b^* .

Средняя скорость фильтрации более грубо определяется из зависимости её от теплофизических параметров самого пласта и окружающих его пород. Кроме того, она может быть определена только в условиях нарушенного теплового

НЕКОТОРЫЕ ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАБОТ УЧЕНЫХ КАЗАНСКОГО УНИВЕРСИТЕТА ПО ПРОБЛЕМЕ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРИИ

Более чем двадцатилетний опыт совместной работы Казанского университета и производственного объединения «Татнефть» в области эффективной выработки продуктивных пластов позволяет чётко сформулировать задачу, стоящую перед учёными и производственниками: необходимо найти такой набор амплитуд и частот периодической работы нагнетательных скважин, температуры и химического состава вытесняющего агента, при которых выполняются оптимальные условия выработки пластов с максимальной, экономически рентабельной нефтеотдачей. В данном случае только комплексный подход, с одновременным использованием всего арсенала гидродинамических, тепловых и физико-химических методов воздействия на пласт, может обеспечить решение народнохозяйственной проблемы более полного извлечения нефти из недр.

Такая программа составлена, и объём исследований рассчитан на 10 лет.

Работы ведутся на университетском уровне фундаментальных исследований как в теоретическом, так и экспериментальном плане. Для материального обеспечения группы создан набор ложных технических средств в виде лабораторных установок, промысловых глубинных приборов для десяти исследовательских партий различного профиля и ЭВМ, позволяющий решить поставленную задачу.

В области гидрохимических методов основная трудность заключена в несовершенстве гидромеханической модели пласта в виде сплошной среды и почти полном отсутствии данных о поведении фильтрационных параметров пласта при силовом воздействии на него вытесняющим агентом. Несмотря на это уже сделана определённая работа.

1. Освоен весь набор гидродинамических методов исследования пластов и скважин и с их помощью в промысловых условиях изучен вопрос о зависимости фильтрационных параметров от величины приложенной депрессии на пласт и направления движения потока жидкости.

2. Исследована, частотная зависимость гидро-и пьезопроводности пласта при распространении в нём волн давления. Введены времена релаксации, ответственные за это явление, и определены их значения для продуктивных горизонтов Ромашкинского месторождения. Изучено поведение проводимости среды в зависимости от величины амплитуды волн давления

и создана теория этого явления.

В стадии изучения находится вопрос о влиянии постоянной составляющей пластового давления на фильтрационные параметры пласта при прохождении по нему волн давления.

3. Созданы теоретические основы фильтрации аномальных неньютоновских жидкостей и методом волн давления в натуральных условиях определены величины начального градиента сдвига для нефтей Ромашкинского месторождения.

4. Разработана комплексная методика определения в промысловых условиях составляющей коэффициента нефтеотдачи по охвату пластов выработкой.

5. В стадии отработки находятся различные гидро-и термодинамические методы контроля за эффективностью различных способов воздействия на пласт и его призабойную зону.

6. Совместными усилиями объединения «Татнефть» и университета подготовлен опытный участок на Ромашкинском месторождении, где начато детальное изучение двухфазной фильтрации. На базе этих исследований предполагается создание второй части методики определения коэффициента нефтеотдачи, т.е. промысловое измерение коэффициента замещения нефти водой или другим вытесняющим агентом.

7. В перспективе на 1979 г. на этом опытном участке намечено экспериментальное исследование фильтрационных параметров карбонатных коллекторов и их поведения в процессе эксплуатации залежи.

В области температурных исследований Казанский университет работает более двадцати лет. Итоги изложены в пяти монографиях.

1. Создана двухфазная тепловая модель нашей планеты»

2. Изучено начальное геотермическое поле таких областей нефтегазонакопления, как Урало-Поволжье, Северный Кавказ, Предкарпатский прогиб, Днепровско-Донецкая впадина и др.

3. Создана методика расчёта начального теплового поля нефтяного месторождения в условиях недостаточной информации.

4. Разработана теория процесса термозаводнения нефтяного месторождения с внутриконтурным заводнением.

5. Развита теория тепловых процессов, происходящих в скважине при её бурении»

6. Дана теория теплового режима эксплуатационной скважины как в естественном режиме, так и режиме термолифта.

7. Опубликована методика трехмерного анализа нефтеотдачи охлаждённых пластов.

8. Изучаются теплофизические свойства горных пород, как в лабораторных, так и промысловых условиях.

9. Ведутся работы по проблеме термоинтенсификации добычи нефти с помощью внутрипластового горения, электроподогрева и заводнения термальными водами. 10. Начаты теоретические исследования вопросов оптимизации теплового режима месторождения в процессе его разработки.

11. Большие успехи получены в использовании термодинамических явлений для контроля за процессом разработки. С помощью термометров, даже при насосно-компрессорных трубах, спущенных ниже продуктивного горизонта, определяется дебит пропластков, пластовое давление в них, коэффициенты продуктивности и место поступления воды.

12. Также, как и в гидродинамике, открытым пока остается вопрос о поведении Фильтрационных параметров пласта при силовом воздействии на него холодо- или теплоносителем. Нагрев коллектора сопровождается его тепловым расширением, что в условиях окружения пласта невозмущенными породами, неизбежно приведёт к сужению межпоровых каналов и снижению проницаемости.

Область физико-химических методов воздействия на пласт для Казанского университета самая молодая. Общая задача этого раздела состоит в создании гидрофизической модели фильтрации в пористых средах, учитывающей процессы взаимодействия компонентов флюида между собой и поверхностью пористого скелета пласта. В этой области также ведутся отдельные разработки.

1. Разработана лабораторная методика определения пористости образцов методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР).

2. Используя измерения набора времен релаксации в образцах методом импульсного ЯМР создан способ определения объёмной насыщенности кернов нефтью и водой.

3. Налажено изучение явления диффузии в пористых средах методом импульсного ЯМР с импульсным градиентом магнитного поля. На основании изучения поведения коэффициента диффузии разработаны методики, защищенные авторскими свидетельствами, одновременного экспрессного определения:

- полигона распределения в образце пор по размерам;
- полигона распределения молекул флюида по скоростям;
- коэффициента извилистости и проницаемости горных пород.

4. Методом диэлектрической спектроскопии изучается поведение такого важного параметра, как вязкость флюида в пористой среде.

5. Задача создания гидрофизической модели фильтрации сложна и многогранна. Тут нельзя рассчитывать на быстрое продвижение. Выше изложена фундаментальная часть исследований в одножидкостном варианте. Без них невозможен переход к изучению энергии взаимодействия воды и нефти с пористой средой на атомно-молекулярном уровне с использованием квантово-механических законов движения. В свою очередь, накопленный материал позволит перейти к созданию

научных основ физико-химических методов повышения нефтеотдачи.

Здесь необходима всемерное расширение фронта работ. В университете уже есть предварительная договоренность о привлечении физиков-оптиков для изучения поверхностных явлений методом инфракрасной спектроскопии. Нужно, чтобы вопросом поверхностных взаимодействий занялись специалисты по физике жидкостей и физике твердого тела. В перспективе нужно думать о создании теории переноса в пористых средах, которая должна прийти на смену классической гидромеханике и ее основе-теории фильтрации.

В заключение следует отметить, что накопленный опыт исследований позволяет вплотную подойти к решению вопросов управления выработкой пласта, созданию информационного массива АСУП и машинному управлению разработкой месторождений.

§ III-1. Начальные физические данные экспериментального участка КГУ по каротажным измерениям.....	111
§ III-2. Скважина 503.....	114
§ III-3. Скважина 2096.....	126
Выводы.....	132
§ III-4. Скважина 2097.....	133
§ III-5. Скважина 2095.....	138
§ III-6. Другие нагнетательные скважины экспериментального участка	145
Выводы.....	147

Глава IV.....

Взаимосвязь между нагнетательными скважинами экспериментального участка.....

§ IV-1. История вопроса	149
§ IV-2. Блок скважин 503, 2096, 1065, 2095 и проблема коэффициента упруго-емкости пласта	151
§ IV-3. II Блок скважин 1067, 2094, 1069, 2093.....	163
§ IV-4. III Блок скважин 1073, 1073а, 2092, 1075	166

Глава V.....

Анализ внутриконтурной выработки продуктивных пластов в условиях нарушенного теплового режима.....

§ V-1. Методика трехмерного анализа.....	173
§ V-2. Расчет элементов термозаводнения	178
§ V-3. Коэффициент нефтеотдачи по охвату пластов заводнением в условиях нарушенного теплового режима.....	186

Заключение	191
------------------	-----

Приложение	194
------------------	-----

Л и т е р а т у р а	210
---------------------	-----

РЕЛАКСАЦИОННАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ.....

Перечень основных обозначений	212
Введение.....	214
§ 2.1. Выбор объектов, аппаратура и методика исследований.....	217
§ 2.2. Влияние иерархии релаксационных эффектов на форму экспериментальных кривых переходных процессов.....	222
§ 2.3. Двухзвенные графики преобразованных кривых переходных процессов	224
§ 2.4. Многозвенные графики.....	229
§ 3.1. Аппаратура, выбор объекта и методика измерений*.....	230
§ 3.2. Влияние амплитуды возмущающих колебаний на распространение ФВД в пласте	232

Содержание

<i>Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов</i>	
<i>Введение</i>	4
<i>Глава I</i>	
<i>Теоретические основы методики промысловых исследований</i>	
§ 1-1. Особенности термозаводнения неоднородного , многопластового продуктивного горизонта	7
§ 1-2. Фильтрационные характеристики пласта, жидкости и скважины.....	15
§ 1-3. Гидродинамические методы определения параметров пластов и скважин	18
§ 1-4. Выводы и предложения.....	26
<i>Глава II</i>	
<i>Особенности экспериментальной методики промысловых исследований</i>	
§ II-1. Профили закачки и излива при стационарном режиме работы нагнетательных скважин.	30
А. Дифференцирование дебита по вертикали продуктивного горизонта	30
Б. Определение эффективной мощности работающего интервала	32
В. Определение коэффициента продуктивности скважины и пластового давления	43
§ II-2. Переходные процессы как источник информации о фильтрационных параметрах пласта	44
Выводы и рекомендации для однопластовой системы	60
§ II-3. Переходные процессы многослойной системе.....	61
§ II-4. Влияние неоднородностей на форму КПД	70
§ II-5. Влияние величины депрессии на фильтрационные параметры пласта.	78
Выводы и рекомендации	91
§ II-6. Определение фильтрационных характеристик коллектора методом волн давления в пласте	91
§ II-7. Пример использования экспериментальных данных гидродинамических измерений для анализа участка	104
I. Сопоставление измеренных величин с каротажными данными	106
II. Сопоставление параметров, полученных из КПД с направленными.....	106
III. Анализ двухсторонних данных о пласте	107
IV. Сопоставление параметров скважин.....	107
<i>Глава III</i>	
<i>Изменение во времени фильтрационных параметров продуктивного горизонта в нагнетательных скважинах</i>	

§ 3.3. Особенности распространения ФВД в пласте на разных частотах...	233
§ 3.4 Влияние величины пластового давления на распространение ФВД.....	237
Заключение	239
Литература	240
Неизвлекаемой нефти нет Есть неграмотная разработка месторождений.....	244
Влияние динамики разработки месторождения на вертикальный профиль приемистости нагнетательной скважины.....	250
К вопросу о расстановке скважин при внутриконтурной выработке нефтяных пластов.....	265
Определение пьезопроводности нефтяного пласта по кривой изменения полного отбора скважины.....	272
Вопросы совершенствования разработки нефтяных месторождений	275
Экспериментальные исследования температурного режима нефтяного месторождения в процессе разработки.....	281
Термальные воды - источник для заводнения нефтяных пластов... 284	
Комбинированный промысловый метод определения составляющей коэффициента нефтеотдачи охвату пластов выработкой.....	289
Некоторые итоги и перспективы работ ученых Казанского университета по проблеме повышения нефтеотдачи месторождений Татарии.....	295

НЕПРИМЕРОВ НИКОЛАЙ НИКОЛАЕВИЧ

*Десятитомное собрание научных и литературных
трудов*

Редактор Б.Я.Земляной

Художник Г.Е.Трифонов

Электронный оператор: Л.А.Христофорова

Сдано в печать печ.уч.изд.л.5.08.2004.224 формат 60×90 1/16.

Бумага офсетная № 1 . Типография : Центр инновационных технологий «Ло-