

0,25-0,3 мм. Общий диаметр провода с изоляцией равен 3 мм. Усилие на разрыв - 300-500 кг. Вес одного километра - 20-30 кг. Электрическое сопротивление порядка 200 ом на 1 км длины (качество изоляции большого значения не имеет [18 - 19]). Подобные простейшие по своей конструкции кабели допускают уверенный спуск и устойчивую работу приборов до глубины 3500 м при буферном давлении до 350 атм. Предельная рабочая температура для полихлорвиниловой изоляции равна 60°C, полиэтилена низкого давления - 120°C, фторопласта - 40-III - 175°C.

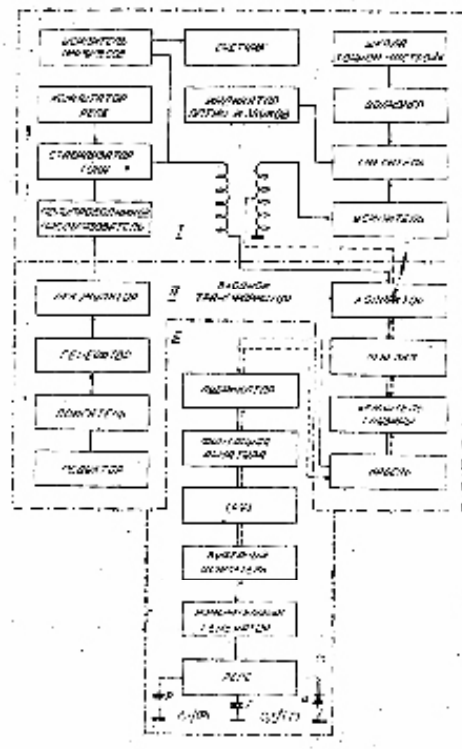


Рис. 5. Блок-схема станции для электронного дистанционного исследования скважин "ЭДИС". I. Блок питания и приемник сигналов на поверхности. II. Подъемник с приводом на автомашине КАВЗ-651. III. Глубинный прибор. Сплошной линией нанесен путь тока постоянного напряжения. Пунктирными стрелками указан путь высокочастотного сигнала.

УДК
ББК

Н53

Непримеров Н.Н.

Н 53 Десятитомное собрание научных и литературных трудов.
– Т.7.

– Казань: Центр инновационных технологий, 2004. – 240 с.

Седьмой том содержит материалы о тепловых полях нефтяных месторождений.

УДК

ББК

ISBN

© Неprime-

§ 2. ВАРИКОНДОВЫЙ ТЕРМОМЕТР СТАНЦИИ “ЭДИС” ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЙ В ДЕЙСТВУЮЩИХ НЕФТЯНЫХ, ВОДЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

В отличие от контрольных, спуск дистанционного прибора в действующую скважину, благодаря наличию избыточного буферного давления, накладывает существенные ограничения на диаметр кабеля [15, 16]. В свою очередь, требование уменьшения диаметра кабеля накладывает ограничения на число токопроводящих жил в нем и качество их изоляции. Благодаря этому, измерения в действующих скважинах проводят, как правило, на одножильном кабеле. В связи с этим мостовые схемы термометров становятся малоприменимыми, хотя и могут быть найдены компромиссные решения [21 - 23 - 27 и др.].

С другой стороны, исследование термодинамических параметров потока жидкости, газа или их смеси в скважинах требует высокой точности только при определении вида кривой распределения температуры и разности показаний в различных точках по глубине скважины. Определение абсолютного значения температуры остается лишь желательной, хотя и не строго обязательной процедурой.

Как уже говорилось в предыдущем параграфе, высокочувствительные термомопротивления и вариконды с сегнетозлектрическим наполнителем, будучи не-стабильными по своим параметрам во времени, в течение одного безгистерезисного замера обеспечивают высокую относительную точность показаний. Это ценное качество явилось основой создания варикондового термометра как составной части комбинированного прибора станции ЭДИС, предназначенной для исследования действующих фонтанных скважин всех типов.

На рис. 5 дана скелетная блок-схема станции ЭДИС, созданной в КГУ ст. инженером А.Г.Шарагиным под руководством одного из авторов настоящей работы.

В принципе работа дистанционного глубинного прибора станции основана на преобразовании измеряемого параметра скважины, в том числе и температуры, в изменение частоты измерительного генератора с последующей передачей частот-но-модулированного сигнала в приемник на поверхности.

Из трех наиболее распространенных видов передачи сигнала - амплитудного, время-импульсного и частотного - два последних наиболее полно удовлетворяют условиям работы канала связи в действующей скважине, т.к. при невысоком качестве изоляции не вносят существенных искажений в передаваемую информацию.

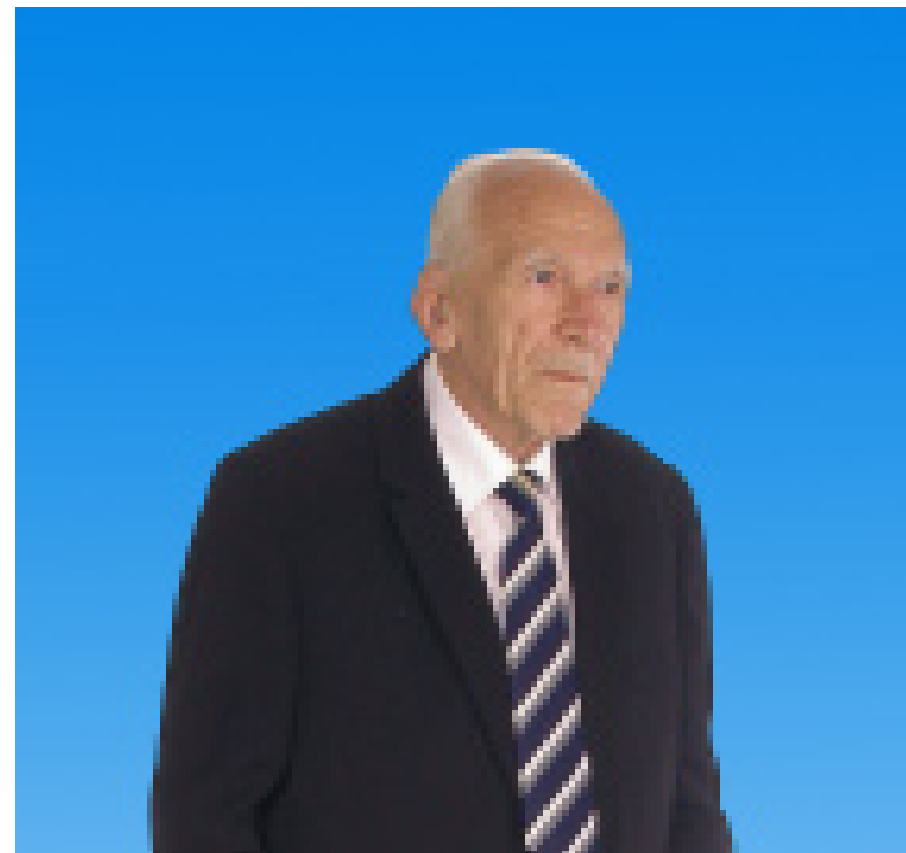
Для спуска прибора в скважину, их энергетического питания и вывода полезного сигнала на поверхность в комплекте станции ЭДИС используются одножильные стальные провода с изоляцией из полихлорвинила, полиэтилена низкого давления или фторопласта 40-Ш. Такой провод имеет совмещенную токопроводящую и грузонесущую жилу из 19 стальных, оцинкованных проволок диаметром

На показание медного датчика при мостовой схеме существенное влияние оказывает Джоулево тепло, создаваемое током, протекающим через сопротивление датчика. Для сведения к минимуму этого влияния измерения R_0 проводятся в несколько этапов. Первая балансировка моста при достаточно большой продолжительности времени протекания тока через датчик дает грубое приближенное значение R_0 . Затем схема выключается на несколько минут для ввода датчика в тепловое равновесие со средой. Обычно в этот момент прибор опускается на 10 см ниже по стволу в невозмущенную часть столба жидкости в скважине. При повторном включении на 1 - 3 сек. проверяется лишь точность введения моста в равновесие и снимается окончательное значение R_n .

Разобранные выше три параметра комбинированного термометра - абсолютная точность, чувствительность и тепловая инерция определили как конструкцию прибора, так и методику его использования при измерении температуры в скважинах.

Все данные, приведенные в настоящей работе и относящиеся к стационарному тепловому полю, получены по единой методике. Выдержка по времени для медного датчика в любой точке принята равной 5 минутам. Исключение составляют лишь самая первая и самая последняя точка (самая верхняя и самая нижняя, если ориентироваться по глубине скважины, т.к. замер идет сверху вниз на невозмущенный столб жидкости). В этих контрольных точках выдержка составляет 15 минут, т. е. период времени, достаточный для установления полного теплового равновесия. По этим контрольным точкам вносится затем соответствующая поправка. Медным датчиком отбиваются лишь точки с достаточно большим интервалом в 100 - 200 м, или по температуре через 2 - 4°C. Все промежуточные значения измеряются термисторным датчиком с выдержкой, равной одной минуте. Таким образом, исследование контрольной или пьезометрической скважины глубиной до 2000 м с шагом точечных измерений в 10 м на однородных участках и в 1 м - на наиболее важных интервалах, занимает 6 - 8 часов, или один рабочий день исследовательской партии. Это время соответствует непрерывной скорости спуска 200 м/час, но имеет перед ним преимущества более точных измерений в заданных точках.

Немаловажное значение имеет портативность аппаратуры и возможность работать без электроэнергии на скважине, не связывая себя с передвижной



ТЕПЛОВОЕ ПОЛЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ

Температура как физический параметр, наряду с давлением и объемом, является основной характеристикой, определяющей термодинамическое состояние газо-жидкостной системы, заключенной в поровом пространстве пород, составляющих недра Земли.

Сложившаяся несколько десятилетий тому назад и ставшая общепринятой точка зрения на изотермичность большинства процессов, протекающих в продуктивных горизонтах при промышленной выработке заключенных в них запасов, отодвинула изучение температуры залежи на задний план по сравнению с таким общепринятым фактором как давление.

В нефтегазопромысловой практике тепловое поле того или иного месторождения характеризуется обычно средней температурой продуктивных слоев. Считается, что этой характеристики вполне достаточно для большинства практических нужд. Теоретическая подземная гидродинамика развивается без учета влияния температуры на фильтрацию жидкости и газа. Отечественные и зарубежные курсы по физике нефтегазовых пластов уделяют температуре лишь несколько общих слов.

Казалось бы, геотермия как специальная наука о тепловом поле Земли должна давать исчерпывающие данные, необходимые для правильной, научно обоснованной практики разработки месторождений. Однако лишенная прикладного значения геотермология развивается медленными темпами. Правда, тепловые методы интенсификации добычи нефти и использование подземного тепла для промышленных и бытовых целей, которые начали развиваться и у нас и за рубежом за последние годы, бесспорно, дали некоторый толчок в развитии этой науки. Но ни соответствующей измерительной аппаратурой, ни общепринятой методикой температурных исследований земных недр, она все еще не располагает.

Не спасают создавшегося положения и те несколько более или менее удачных книг, сборников и статей, опубликованных по этому вопросу за последние десять лет [1 — 6 и др.]. Не претендует на заполнение соответствующего пробела и настоящая работа, выполненная группой сотрудников Казанского университета по договору с объединением «Татнефть». В ней делается лишь попытка охватить по возможности более широкий комплекс вопросов, связанных со статикой и динамикой теплового поля нефтяного месторождения в процессе его промышленной выработки с использованием методов искусственного воздействия на пласт.

Три причины обусловили повышенный интерес к температуре нефтяных пластов:

путать с абсолютной точностью [24].

Еще одной не менее важной характеристикой термометров, кроме стабильности и чувствительности, является тепловая инерционность прибора. На рис. 4 даны графики тепловой инерции обоих типов датчиков при перепаде в 100°C в условиях, сходных с теми, какие наблюдаются в контурных и неадиабатических скважинах.

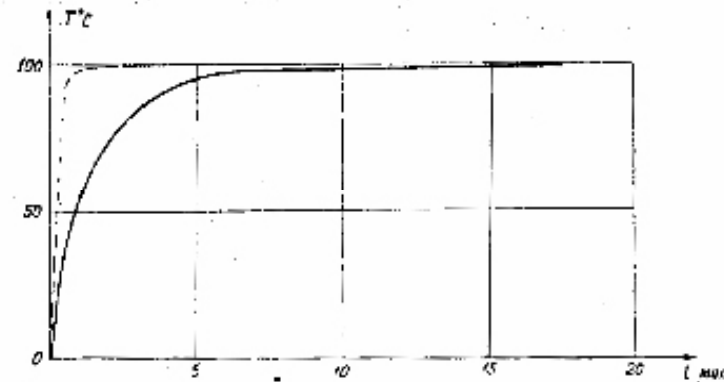


Рис. 4. Кривые тепловой инерции комбинированного мостикового термометра КГУ-66. Пунктирная линия относится к термисторному датчику, сплошная — к медному.

Вычисление постоянной тепловой инерции I производилось по известной формуле [5, 25 и др.]

$$\Delta T = \Delta T_0 \cdot e^{-\frac{t}{I}}$$

где ΔT_0 — разовое скачкообразное изменение температуры. Из нее следует, что, зная для двух моментов времени t_1, t_2 перепады температур ΔT_1 и ΔT_2 , можно определить I :

$$I = \frac{t_2 - t_1}{\ln \Delta T_1 - \ln \Delta T_2}$$

График на рис. 4 показывает, что постоянная времени для медного датчика равна 1,86 мин., а для термисторного около 10 сек., т.е. почти на порядок меньше. Такое отличие обусловлено большой разницей в массах датчиков и занимаемых

Учитывая класс точности моста Р-333 абсолютная погрешность измерений медным датчи

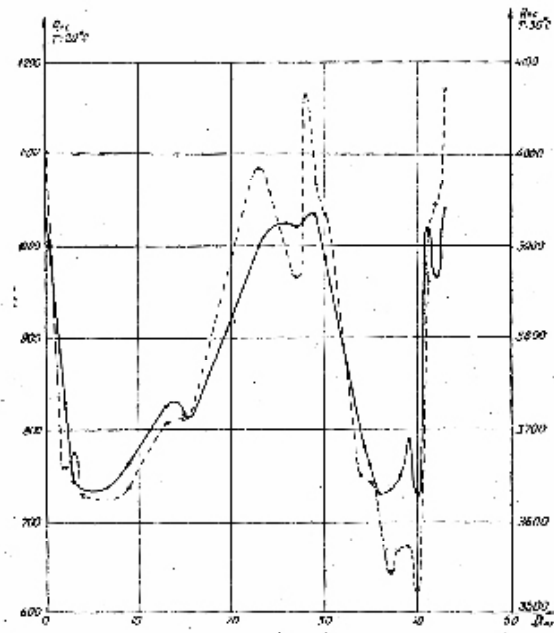


Рис. 3. Зависимость показаний R_{mc} от времени. Светлые точки и пунктирная кривая соответствуют значениям R_{mc} при 20°C. Черные точки и сплошная кривая при 30°C.

Из того же графика на рис. 2 хорошо виден разброс показаний во времени у термисторного датчика. Если бы не постоянная калибровка R_{mc} по R_m в каждой скважине в процессе замера, то абсолютная точность термисторного термометра не превышала бы $\pm 1^\circ\text{C}$. На рис. 3 даны в качестве иллюстрации этого положения две кривые временной зависимости R_{mc} от R_m , полученные при 20°C и 30°C для того же комбинированного мостикового термометра КГУ-66 в различных скважинах.

Целесообразность использования термосопротивлений в качестве чувствительных датчиков температуры при таком большом временном разбросе параметров оправдана только тем, что в течение одного безгистерезисного замера датчик сохраняет свои свойства с высокой степенью точности. Так, указанное выше термосопротивление ММТ-1 с номиналом в 10 ком. в схеме (рис. 1) может вполне обеспечить относительную точность в $0,01^\circ\text{C}$. Однако эти данные нельзя

1°. Девонская нефть Ромашкинского месторождения в Татарии в пластовых условиях является системой скрыто-трехфазной.

При падении давления ниже давления насыщения из нефти выделяется в свободную фазу попутный газ сложного состава. При снижении температуры ниже температуры насыщения из жидкой части нефти выпадают твердые углеводороды еще более сложного компонентного состава. Сильная неоднородность теплового поля Ромашкинского месторождения в значительной мере ответственна за формирование физико-химического состава пластовой жидкости. Без тщательного изучения температурных условий залегания нефтей, как в основном продуктивном горизонте D_1 , так во всех ниже и выше лежащих залежах, трудно вести достаточно грамотную и высокоэффективную выработку нефтяных пластов.

2°. Пластовая нефть Ромашкинского месторождения примерно на 50% состоит из полярных компонент: асфальтенов, смол, органических кислот. Обладая структурной вязкостью и начальным градиентом сдвига она представляет собой неньютоновскую жидкость. В связи с этим все общепринятые параметры фильтрации сильно зависят от температуры. Только изучение естественных и искусственных тепловых полей месторождения может помочь в обеспечении высокой степени охвата пластов выработкой и достижении максимального коэффициента нефтеотдачи.

3°. Наконец, по генсхеме разработки Ромашкинского месторождения вытеснение нефти и выработка продуктивных пластов ведется поверхностной водой, температура которой значительно ниже пластовой. В августе 1967 года в продуктивные пласты закачан миллиардный кубометр воды. Этот высокоинтенсивный процесс закачки больших масс холодной воды в значительной степени искажает начальное тепловое поле месторождения и бесспорно не может не сказаться на всех параметрах разработки.

Комплексное изучение теплового поля нефтяного месторождения складывается из нескольких самостоятельных разделов:

- 1) Создание глубинной аппаратуры и разработка методики температурных исследований в скважинах.
- 2) Исследование начального, невозмущенного геотермического поля нефтяного месторождения, которое служит отправной точкой для всех последующих измерений.
- 3) Термодинамика нефтегазового потока в пласте и скважине.
- 4) Изучение распределения температуры по стволу скважин различного типа как основного источника информации.
- 5) Выделение искусственных тепловых аномалий, вызванных закачкой рабочего агента в продуктивные пласты.

В соответствии с перечисленными разделами в книгу включены пять глав, освещающих с той или иной степенью полноты затрагиваемые вопросы.

В запланированном объеме исследования, проводимые учеными Казанского университета по тепловому режиму Ромашикинского месторождения, еще не закончены. Однако серьезность и принципиальная важность уже полученных результатов требует доведения их до широкой общественности. Необходимость публикации промежуточных этапов исследования продиктована также тем, что имеется целый ряд работ, авторы которых придерживаются прямо противоположных точек зрения на динамику температурного поля месторождения при внутриконтурной выработке его закачиваемой холодной водой [7 — 9, 133 и др.].

Широкое обсуждение затронутых вопросов позволит той и другой стороне уточнить свои позиции, а нефтяная и газовая промышленность получит более надежную основу технологии добычи нефти и газа.

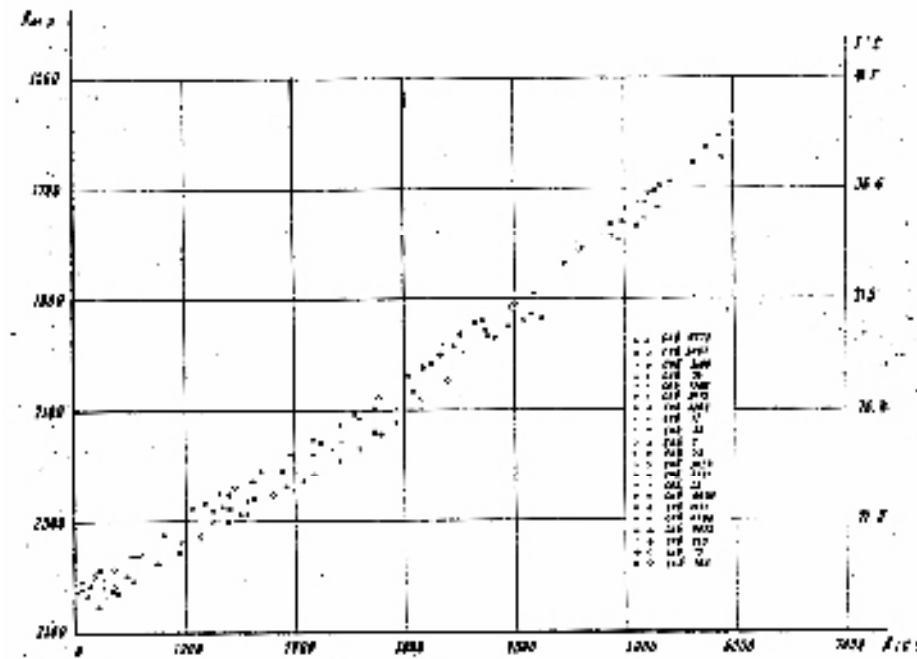


Рис. 2. Зависимость показаний медного и термисторного датчиков термометра КГУ-66. По оси ординат отложены показания моста Р-333 при подключении в измерительную цепь медного датчика R_m . По оси абсцисс нанесены показания этого же моста при включении в цепь термосопротивления R_{mc} . Справа указаны соответствующие температуры, согласно калибровке медного датчика по точке таяния льда и кипению воды с поправкой на атмосферное давление в момент калибровки.

Чувствительность медного датчика данного термометра была равна $39,40 \text{ ом}^\circ \text{C}$. На этом же графике по оси ординат нанесены и соответствующие температуры в градусах Цельсия.

В качестве термисторного датчика использовалось термосопротивление ММТ-1 с номиналом около 10 ком. Как видно из графика (рис. 2), его чувствительность изменялась от $240 \text{ ом}^\circ \text{C}$ при 18°C , $165 \text{ ом}^\circ \text{C}$ при 28°C до $125 \text{ ом}^\circ \text{C}$ при 38°C . Так как для регистрации изменения сопротивлений R_m и R_{mc} использовался мост постоянного тока типа Р-333 с точностью измерений 1 ом на шкале 0 - 10 ком, то соответствующая чувствительность датчика R_{mc} менялась в пределах от $0,004^\circ \text{C}/\text{ом}$ при 18°C до $0,008^\circ \text{C}/\text{ом}$ при 38°C .

т. е. $R_{\kappa 1} = R_{\kappa 2}$, то получим:

$$R_n = \frac{R_1 R_2}{R_2} - R_{\text{Д}} + \left(\frac{R_1}{R_2} - 1 \right) R_{\kappa}$$

(1-2)

Из (1 - 2) следует, что для того чтобы ликвидировать влияние сопротивлений жил кабеля R_{κ} на показания термометра, нужно подобрать R_1 и R_2 равными друг другу. Тогда:

$$R_n = R_3 - R_{\text{Д}} \quad \text{или}$$

(1-3)

$$R_{\text{Д}} = R_3 - R_n$$

(1-4)

По показаниям регулируемого плеча моста R_n и постоянной величины R_3 можно определить сопротивление датчика, зависящее от температуры.

Для медной проволоки эта зависимость с достаточной степенью точности линейна (25).

$$R_T = R_o \{ 1 + \alpha \cdot (T - T_o) \}$$

(1-5)

где R_o - сопротивление при T_o , а α - температурный коэффициент для интервала температур, начинающегося с T_o .

Зависимость сопротивления термистора от температуры лучше всего описывается экспоненциальным законом

$$R_T = R_o e^{\frac{B}{T} - \frac{B}{T_o}}$$

(1-6)

где B - постоянная величина для данного термистора. Чувствительность термистора определяется производной от выражения (1 - 6)

$$\frac{R}{R} \cdot \frac{1}{T} = \frac{B \cdot R_o}{T^2} \cdot e^{\frac{B}{T} - \frac{B}{T_o}}$$

(1-7)

Из формулы (1 - 7) следует, что чувствительность термисторов падает с ростом температуры. На рис. 2 приведен график зависимости $R_{\text{м}}$ от $R_{\text{мс}}$ для термометра, применявшегося в течение лета 1966 г. Данные получены по изме-

ГЛАВА I

ТЕХНИКА И МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В СКВАЖИНАХ

§ 1. КОМБИНИРОВАННЫЙ МОСТИКОВЫЙ ТЕРМОМЕТР ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ КОНТРОЛЬНЫХ И ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН

Геотермические исследования имеют достаточно большую историю своего развития, однако, несмотря на это, до настоящего времени нет вполне надежной и общепризнанной аппаратуры для глубинных измерений температуры в скважинах.

Первым самым примитивным прибором служил максимальный термометр, который за каждый спуск давал лишь одно значение температуры. Кроме большого разброса в показаниях, возникающих за счет стряхивания столбика ртути в капилляре при подъеме прибора, максимальный термометр принципиально не может и определять отрицательные аномалии температуры в скважинах. Более современным аналогом максимального термометра является фототермометр, в котором положение столбика ртути фиксируется на фотобумаге. В настоящее время оба они имеют лишь историческое значение.

Термометры с манометрическими и биметаллическими датчиками и местной регистрацией показаний являются бесспорно, шагом вперед по сравнению с максимальными термометрами, но и они обеспечивают при невысокой точности лишь несколько показаний в весьма ограниченном числе точек по глубине скважины.

Наиболее распространенным современным прибором, стоящим на вооружении у геофизиков, является дистанционный мостиковый электрический термометр сопротивления. В нем для связи термочувствительного плеча, роль которого выполняет сопротивление отрезка медной проволоки с регистрирующим прибором на поверхности требуется, в зависимости от конструкции, двух-трех или четырехпроводный канал связи [3 - 5, 10 - 11 и др.].

За последние годы, в связи с возникшей необходимостью работы в скважинах с высоким буферным давлением, появились электрические схемы термометров, использующих более тонкий двухжильный кабель. Роль второго токопровода выполняет в этом случае либо броня кабеля, либо обсадная колонна, связанная с прибором через среду или непосредственным контактом. Подробный анализ таких термометров, используемых как у нас, так и за рубежом, сделан в работе [12]. Особенностью этих приборов является то, что по одному и тому же каналу связи осуществляется как питание датчика, так и передача полезного сигнала. Такое совмещение функций требует использования для питания и передачи сигнала

токов разной частоты. Наиболее распространенная комбинация - питание по постоянному току и частотная передача сигнала.

Чувствительность таких приборов, их инерционность и стабильность показаний зависит от конструктивных особенностей датчиков температуры и степени термостабильности самой схемы глубинного прибора.

Анализ имеющейся аппаратуры для геотермических, геофизических и промысловых исследований показывает наличие двух тенденций развития. С одной стороны, создаются датчики мостикового типа с высокой воспроизводимостью показаний, но с большой тепловой инерцией [17], с другой - получили признание малогабаритные, а, следовательно, и малоинерционные датчики различного типа, обладающие большой относительной чувствительностью, но нестабильные во времени. К ним относятся полупроводниковые термосопротивления и сегнетоэлектрические вариконды [13 - 16 и др.]. Термисторы и вариконды, будучи нестабильными по своим параметрам из-за структурного старения, обладают в то же время рядом весьма ценных качеств. После соответствующей термотренировки в процессе одного замера они сохраняют высокую стабильность относительных измерений. Чтобы использовать их очень высокую чувствительность и малую инерционность, необходима их калибровка по более стабильным датчикам либо перед самым замером, либо в процессе измерения температуры в скважине.

После многолетних поисков [15 - 18 - 23] именно это свойство полупроводниковых термосопротивлений и варикондов послужило основой наиболее рациональной конструкции термометров для исследования теплового режима нефтяных и газовых месторождений. Полученные с их помощью материалы легли в основу настоящей книги. На рис. 1 дана принципиальная схема комбинированного мостикового термометра, разработанного в КГУ и послужившего основным измерительным прибором для исследования температуры в контрольных и пьезометрических скважинах в период 1959 - 1966 гг.

Схема представляет собой комбинацию двух термометров с датчиками R_m из медной проволоки $\Pi = 0,03$ мм, сопротивлением около 10 ком и датчиком на термисторе R_{mc} с сопротивлением такого же порядка.

В любой момент времени и в любой точке скважины тот или иной, датчик может быть подключен к измерительному мосту с помощью поляризованного реле Р. П. и переключателя полярности на поверхности П.

В качестве источника постоянного напряжения, необходимого для питания мостовой схемы (рис. 1), использовался однокорный преобразователь типа РУН-10, работавший от 12-вольтовых аккумуляторов автомашины. РУН-10 при КПД-29 % и полезной мощности 10 ватт забирает от аккумуляторов ток $I = 2$ ампера, при максимальном токе нагрузки 50 ма и выходном напряжении 200 вольт [26]. Переменные составляющие выходного напряжения РУН-10 сглаживались П-образным фильтром. Напряжение, подаваемое в генераторную диагональ моста,

стабилизировалось газоразрядной лампой СГЗС.

Связь датчиков с измерительной схемой на поверхности осуществляется с помощью трехжильного кабеля [18, 19]. Так как две жилы кабеля симметрично входят в плечи моста, то изменения их сопротивлений под действием тензо или температурного эффекта будут одинаковы и не скажутся на измеряемой величине. Для моста постоянного тока, приведенного на схеме (рис. 1), условие равновесия имеет вид:

$$R_1(R_3 + R_{k1}) = R_2(R_n + R_{k2} + R_d)$$

(1-1)

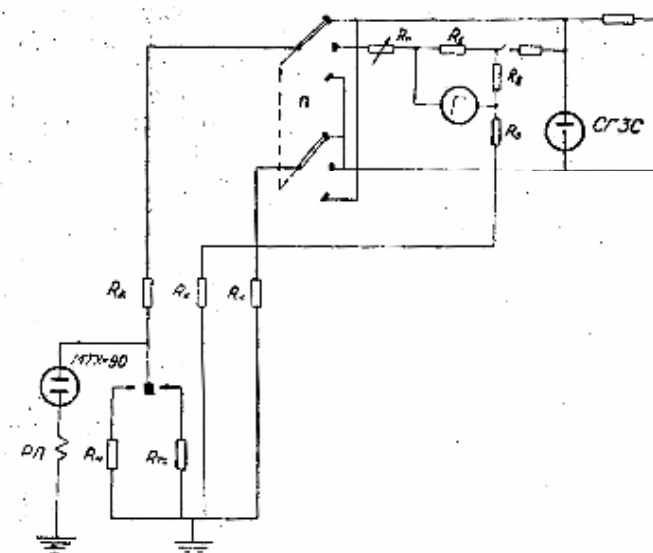


Рис 1. Принципиальная схема комбинированного мостикового термометра КГУ. R_1, R_2, R_3 - постоянные сопротивления в плечах моста. R_k - эквивалентные сопротивления жил кабеля; R_{mc} - сопротивление термисторного датчика; R_m - сопротивление медного датчика; R_n - регулируемое переменное сопротивление для уравнивания моста. Р. П. - поляризованное реле, Г - гальванометр - индикатор равновесия, МТХ-90 и СГЗС - газовые стабилизаторы напряжения. П. - переключатель полярности.

Под R_d - в данном случае понимается любой из датчиков R_m или R_{mc} . Если в равенстве (1 - 1), как сказано выше, сопротивления жил кабеля эквивалентны,

Возможно, что более удобным окажется использование отношения амплитуды аномалии к среднему радиусу месторождения, т.е.

$$\frac{d \cdot T}{R}$$

(2-6)

Разность или отношение градиентов над куполом и крыльями структуры также может указывать на наличие аномалии. Дальнейшая практика покажет, какая из указанных характеристик тепловой аномалии окажется наиболее удачной. Возможно, что будет найден и какой-нибудь другой более точный и всеобъемлющий параметр, тем более, что все разобранные величины относятся к профилю структуры, а не к ее объемной конфигурации.

§ 5. АНАЛИЗ ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПО ДАННЫМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ КОНТРОЛЬНЫХ, ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИХ И ДЛИТЕЛЬНО ПРОСТАИВАЮЩИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Наиболее полной тепловой характеристикой вертикального разреза земной коры, получаемой экспериментальным путем, является распределение температуры вдоль по стволу скважин, пробуренных до той или иной глубины, или геотерма данной точки земного шара. Однако в литературе, посвященной геотермии [1 - 5], для этих целей служат обычно так называемые геотермические параметры, отражающие в той или иной степени лишь отдельные стороны сложного строения теплового поля верхних слоев земли. К этим параметрам относятся:

1. Абсолютное значение температуры в точке на заданной глубине, отсчитываемой либо от поверхности, либо от отметки уровня моря.
2. Геотермический градиент или геотермическая ступень.
3. Тепловое сопротивление или теплопроводность пород.
4. Величина теплового потока.

К сожалению, в силу своей односторонности и изменчивости с глубиной, ни один из этих параметров не может заменить кривой распределения температуры по стволу скважины. Так, температура пласта, залегающего на одной и той же глубине, но в разных районах земного шара, не остается постоянной, если даже земная кора будет представлять из себя изотропный слой равной мощности, пересекаемый строго однородным тепловым потоком.

Неоднородность в данном случае будет вносить разная температура нейтрального слоя Земли, зависящая от среднегодовой температуры данного участка земной поверхности, которая, в свою очередь, определяется наклоном земной оси к плоскости эклиптики. Различие это весьма заметное, чтобы им можно было

Питание станции осуществляется от 12- вольтовых автомобильных аккумуляторов через полупроводниковый преобразователь. Потребляемая мощность равна 36 ваттам.

В качестве емкостного датчика температуры станции ЭДИС $C = f(T)$ на схеме рис. 5 используется конденсатор с сегнетоэлектрическим заполнителем, работающий в диапазоне температур, лежащих выше точки Кюри. Таким сегнетоэлектриком обычно служит титанат бария с соответствующими примесями, регулирующими расположение его точки Кюри на температурной шкале.

На рис. 6 приведен типичный график зависимости величины диэлектрической проницаемости титаната бария от температуры в области, лежащей за точкой Кюри. Такой выбор рабочего диапазона вариконда вызван необходимостью свести к минимуму сильную зависимость диэлектрической проницаемости титаната бария от величины электрического напряжения на обкладках конденсатора. Зависимость от напряженности электрического поля исчезает только при температурах выше точки Кюри, когда под действием тепловых колебаний кристаллической решетки титаната бария исчезает доменная структура и свойственная ей параллельная ориентация электрических дипольных моментов. Соответствующий этому переходу температурный спад диэлектрической проницаемости нанесен на рис. 6 и используется в качестве датчика температуры.

Схема подключения датчиков к измерительному генератору глубинного прибора станции ЭДИС дана на рис. 7.

Как видно из схемы, датчики давления $C_p = C(P)$ и температуры $C_m = C(T)$, оба с емкостным управлением попеременно могут быть подключены к контуру измерительного генератора с помощью реле. Реле срабатывает при подаче кратко-временного импульса повышенного напряжения. Сам генератор собран по обычной томсоновской схеме на виброустойчивой стержневой малогабаритной лампе L_1 типа 1Ж29Б.

Для повышения стабильности частоты генератора и независимости ее от колебаний напряжения на входе прибора анодное напряжение ламп стабилизируется кремниевыми стабилитронами типа Д-809 (диоды $D_1 - D_3$ на схеме рис. 7). Аналогичные стабилизаторы (D_4 на схеме рис. 7) стоят в цепи канала.

Развязка генератора от канала связи достигается введением буферного усилителя, собранного, как и генератор, на лампе L_2 типа 1Ж29Б. Сигнал на сетку буферного усилителя подается с делителя напряжения в цепи утечки лампы L_1 , что в еще большей степени уменьшает влияние последующих цепей на работу генератора и в то же время не ухудшает качества сигнала.

Для согласования буферного каскада с кабелем применен высокочастотный трансформатор на феррите L_3, L_4 .



Рис. 6. Температурная зависимость диэлектрической проницаемости титаната бария с примесями в области, лежащей выше точки Кюри. Датчик сделан по заказу Казанского университета специально для измерений температур, характерных для Ромашикинского месторождения.

Обмотка реле P_1 переключающего в контуре генератора датчики C_p и C_m , служит одновременно и гасящим сопротивлением в цепи стабилизаторов анодного питания генератора.

проведены три возможных типа изотерм T_{k1}, T_{k2}, T_{k3} причем, температура на своде, структуры T_c может быть как равной, так и больше или меньше T_k , в зависимости от строения залежи, тепловых свойств пластов и других причин. Различные соотношения между T_c и T_k могут отчасти служить характеристикой типа залежи и величины аномалии.

Наглядной величиной, выражающей тепловую аномалию, является разность:

$$T_o - T_c = d \cdot T$$

где T_{co} - определяется так, как показано на рис. 15. Это температура такой точки разреза на своде структуры, которая по абсолютной отметке соответствует кровле контура месторождения или крыла структуры.

Для обозначения аномалии можно использовать и разность отметок H_i изо-термы на крыле и на своде структуры. Умноженная на средний градиент температуры над залежью Γ , она будет также выражена в градусах Цельсия

$$\Delta H_i \cdot \bar{\Gamma} = \Delta T$$

(2-3)

где

$$\bar{\Gamma} = \frac{\Gamma_c + \Gamma_k}{2}$$

В некоторых случаях может быть использована величина, соответствующая разности углов наклона пласта j_n и изотермы j_{Ti}

$$j_n - j_T = \Delta j$$

(2-4)

В этих же целях можно оперировать и кривизной в точках на кривой кровли пластов и соответствующей изотермы, определяемой обычным путем [67].

$$j = \frac{d(S)}{g}$$

(2-5)

или радиусом кривизны $r = \frac{1}{y}$.

Учет тепло- и массопереноса за счет термоконвекции по слоям с непроницаемой для жидкости и газов кровлей пластов не изменяет полученного вывода. Как правило, это приводит только к заметному сближению или даже равенству кривизны изотерм и линии раздела слоев.

Изотермы многих реальных структур, в том числе и пологой округлой положительной структуры Ромашкинского нефтяного месторождения, не подчиняются этому основному выводу. Это означает, что на данном участке земной коры, кроме вышеперечисленных, существуют другие дополнительные факторы.

На данном этапе изученности проблемы к этим дополнительным факторам можно отнести, в частности, наличие местных тепловых источников в отдельных слоях геологического разреза и тепло- и массоперенос по вертикальным трещинам земной коры. Полная классификация типов тепловых полей над нефтегазовыми месторождениями может быть дана только после детального изучения, проведенного по единой методике, регионального распределения температуры большого числа самых различных месторождений.

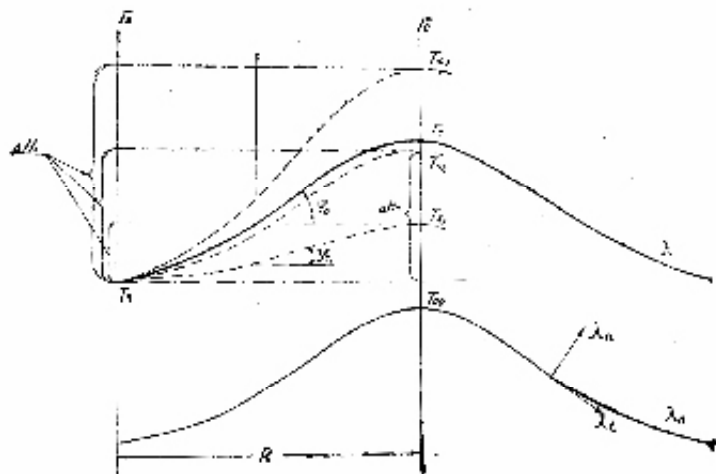


Рис. 15. Схема возможных обозначений величины температурной аномалии над нефтегазовыми месторождениями.

Учитывая, что Ромашкинская куполовидная структура представляет собой одну из самых распространенных форм нефтегазовых ловушек, все дальнейшие рассуждения будут вестись применительно лишь к такой форме залежи. Некоторые из возможных характеристик для численного выражения тепловой аномалии над нефтяным месторождением приведены на рис. 15. На этом рисунке из точки с температурой T_r расположенной на контуре или крыле месторождения,

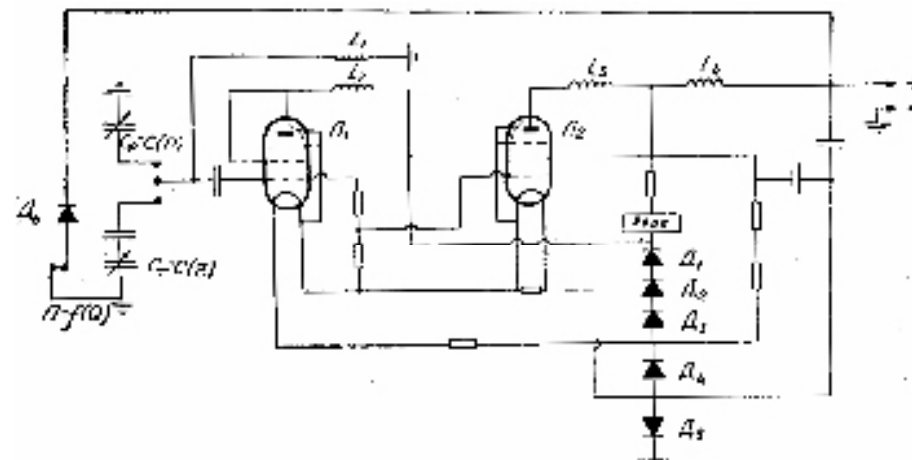


Рис. 7. Принципиальная схема измерительного генератора глубинного прибора станции ЭДИС, собранного на лампе 1Ж29Б-Л₁. На лампе Л₂ того же типа собран буферный усилительный каскад. Реле служит для переключения датчиков C_m и C_p - измерительные емкости в контуре генератора. L_1, L_2, L_3, L_4 - индуктивности. $\Pi - f(Q)$ - переключатель дебитомера, приводимый в движение турбинкой, вращаемой потоком. $D_1 - D_3$ - стабилитроны в анодной цепи. D_4 - в цепи накала. D_5 и D_6 - диоды, необходимые для подключения переключателей дебитомера.

Переход глубинного прибора на работу в качестве дебитомера осуществляется сменой полярности питающего напряжения. При переполюсовке знака входного напряжения диод D_3 закрывается, а электронная схема обесточивается. Одно-временно с этим открывается диод D_6 и в цепь канала связи подключается датчик-прерыватель $\Pi - f(Q)$ дебитомера с приводом от турбинки, вращаемой потоком.

В зависимости от полярности питающего напряжения по-разному скомутированы и входные цепи пульта управления на поверхности (1 на рис. 5). Если подключен прерыватель дебитомера, то каждый оборот турбинки приводит к одному размыканию и замыканию цепи питания. Образовавшийся скачок напряжения формируется импульсным усилителем дебитомера и подается на счетчик оборотов. Зная шаг турбинки и число оборотов за какой-либо отрезок времени, можно найти величину скорости потока, вращающего турбинку, а следовательно, и дебит скважины.

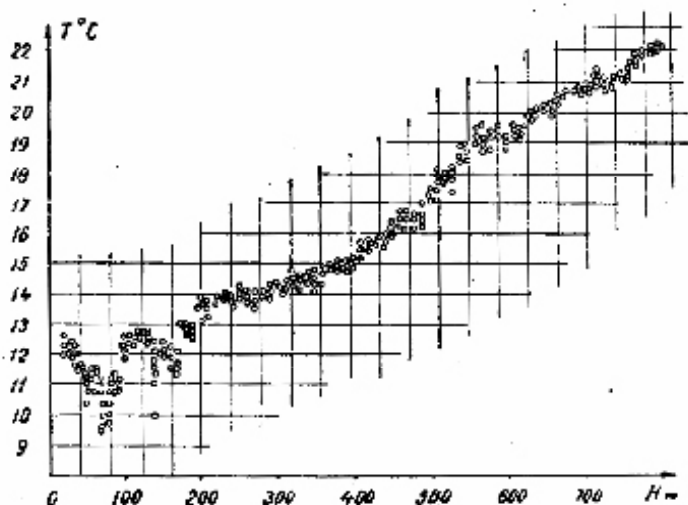
Во время работы измерительного генератора с тем или иным датчиком в резонансном контуре его рабочая частота отфильтровывается на входном трансформаторе пульта управления от постоянной составляющей питания

- при
нетоз
высок

22
24

$T^{\circ}\text{C}$

ением сег-
ить прибора



Тепловая инерция таких датчиков также невелика: t_i - измеряется долями секунды и секундами, т.к. объем вариконда не превышает 1 мм^3 . На рис. 8 воспроизведен график температуры потока скв. №79 Ромашинского месторождения, измеренной летом 1956 года первым варикондовым термометром КГУ [15]. В конструкции этого термометра была достигнута максимальная чувствительность и минимальная тепловая инерция. Хорошо видна нестабильность температуры потока. На рис. 9 для этой же скважины дана развертка показаний

Моделирование показало, что в тех случаях, когда границы раздела слоев с разными тепловыми свойствами представляют собой плавные непересекающиеся линии, кривизна изотерм не может быть больше кривизны линии раздела слоев.

ГЛАВА II

ГЕОТЕРМИКА НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

§ 4. ВОЗМОЖНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ НАД НЕФТЕГАЗОВЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ

Непосредственные экспериментальные измерения температуры пород по вертикальному разрезу земной коры при современном уровне развития науки и техники могут быть проведены лишь до глубины 6 - 7 км. По сравнению с радиусом земного шара это составляет ничтожно тонкий слой. Все полученные таким образом данные относятся в основном к осадочному чехлу и лишь в отдельных точках затрагивают верхнюю часть кристаллического фундамента. Бурение до мантии Земли - одного из основных разделов в слоистом строении земного шара - находится еще в стадии проектирования и пробных экспериментов [28].

Крайняя скудность сведений о строении теплового поля Земли не позволяет пока построить общепринятую теорию этого явления. Геотермология как наука занимается, в основном, накоплением случайного материала с крайне противоречивой его трактовкой [1 - 5, 29 - 60 и др.]. Налицо весьма широкий круг причин, влияющих на распределение температуры по вертикальному разрезу Земли. В наиболее общем виде на региональное естественное тепловое поле влияют литологическое строение разреза, тектонический фактор и гидрогеология. Да и само региональное тепловое поле может быть осложнено местными источниками тепла, связанными с теми или иными физическими, физико-химическими или термодинамическими процессами.

Для экспериментального исследования наиболее доступно литологическое и тектоническое строение осадочного чехла, покрывающего Землю. Осадочная толща представляет собой более или менее правильное чередование слоев различного возраста, происхождения и состава, в то же время обладающих и различными тепловыми свойствами. Неравномерная мощность слоев, нарушения параллельности их залегания или углов наклона к горизонту даже при наличии равномерного теплового потока, поступающего от кристаллического фундамента, приводят к перераспределению этого потока и нарушению однородности теплового поля верхней части земной коры.

Так как образование нефтегазовых месторождений связано с литологическими и тектоническими ловушками различного типа, то наибольший интерес представляет изучение стационарных тепловых полей именно таких структур. Эта задача облегчается тем, что район расположения такой структуры, содер-

термометра во времени в одной и той же точке.

В последующих конструкциях, чтобы избавиться от излишней информации, тепловая инерция датчика увеличена за счет толщины предохранительного кожуха, и он сам за счет этого производит некоторое усреднение показаний температуры.

Разброс показаний термометра и манометра станции ЭДИС несколько выше при последовательном измерении соответствующих параметров T , U , P в одной точке. Это происходит за счет некоторого непостоянства переходного сопротивления контактов переключающего реле и связанного с ним изменения добротности измерительного контура.

Для получения соответствующим датчиком без перерыва в течение же интервалу в

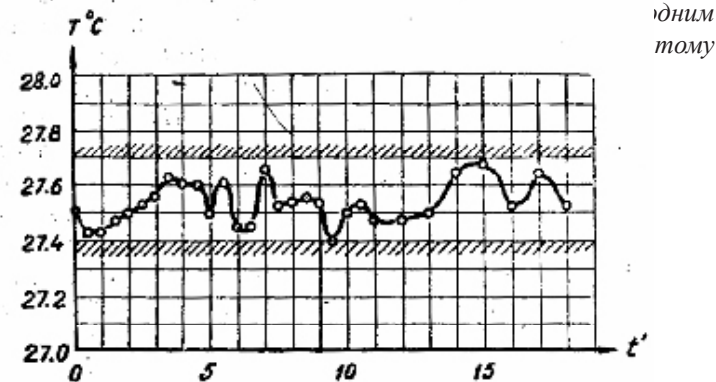


Рис. 9. Развертка показаний малоинерционного варикондового термометра во времени на глубине 1000 м в скважине № 79.

Все графики измерения температуры, давления и дебита в действующих нефтяных, газовых и водяных скважинах, приведенные в последующих главах настоящей книги, получены с помощью станции ЭДИС.

§ 3. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В СКВАЖИНАХ

Общие принципы подбора скважин и их подготовка для исследований распределения температуры по глубине хорошо известны и достаточно подробно описаны в литературе [1 - 5 и др.].

В настоящем параграфе будут указаны лишь некоторые особенности изме-

рений температуры при изучении тонких явлений статики и динамики теплового поля Ромашкинского нефтяного месторождения.

1°. Многократное повторение измерений в одних и тех же скважинах, проводимых в течение длительного периода разработки месторождения, показало, что в контрольных скважинах воспроизводимость температурных измерений несколько выше по сравнению с пьезометрическими и длительно простаивающими эксплуатационными скважинами. Некоторая нестабильность геотерм в пьезометрах и простаивающих скважинах обусловлена наличием в них перфораций и связи высоты столба жидкости в скважине с пластовым давлением во вскрытом перфорациями пласте. Колебания уровня жидкости в обсадной колонне в периоды повышения давления в пласте приводят к притоку на забой пьезометрических или простаивающих скважин пластовой воды или нефти, изменению удельного веса столба и нарушению установившихся условий тепловой конвекции.

Наличие конвективного перемешивания в водном столбе при трех диаметрах обсадных колонн, которые встречаются на практике, не вызывают сомнений [3 и др.]. Малое влияние этого процесса объясняется тем, что скорость прогрева столба жидкости за счет теплопередачи из окружающих пород выше, чем скорость конвективного обмена, поэтому распределение температуры по вертикали скважины остается практически постоянным.

Статистика систематических замеров, ведущихся в течение почти 10 лет, показывает, что на Ромашкинском месторождении с годами нет заметной тенденции к снижению температуры в скважинах. Если конвективное охлаждение и имеет место, то величина его невелика и не превышает $0,05^{\circ}\text{C}$ в год.

На рис. 10 приведена геотерма скв. № 75, которая в течение многих лет служила в качестве калибровочного стенда для различных термометров, описанных выше.

Однако имеющиеся данные не позволяют пока дать окончательный ответ на вопрос о влиянии конвективного переноса тепла на изменение температуры по стволу скважины со временем. Здесь требуются специально поставленные много-летние исследования с соблюдением всех предосторожностей в целях избежания помех другой природы. В соответствии с вышесказанным при анализе полученного материала, изложенного в настоящей работе, при построении профилей и сравнении данных, полученных в разные годы, поправок на конвекцию не вводилось.

2°. Серьезные затруднения встретились при исследовании пьезометрических и простаивающих скважин с низким пластовым давлением и большим расстоянием от устья до уровня жидкости в колонне. В некоторых случаях уровень воды в скважинах находился на глубине 400 - 600 м.

Теплопроводность воздуха в незаполненной водой части скважины по сравнению с жидкостью невелика, его вязкость мала, а конвективное перемешивание велико. Все это привело к тому, что замеры температуры в верхней, заполнен-

происходит резкий скачок температуры, который может достигать десятков градусов, то в этом случае необходимо некоторое увеличение выдержки, чтобы не сгладить кривую температуры на границах интервала.

На рис. 14 приведена характерная кривая распределения температуры в зоне притока газа в скважине № 48 Шебелинского газового месторождения. Здесь хорошо видны почти горизонтальные ступеньки у подошвы каждого интервала притока газа в скважину.

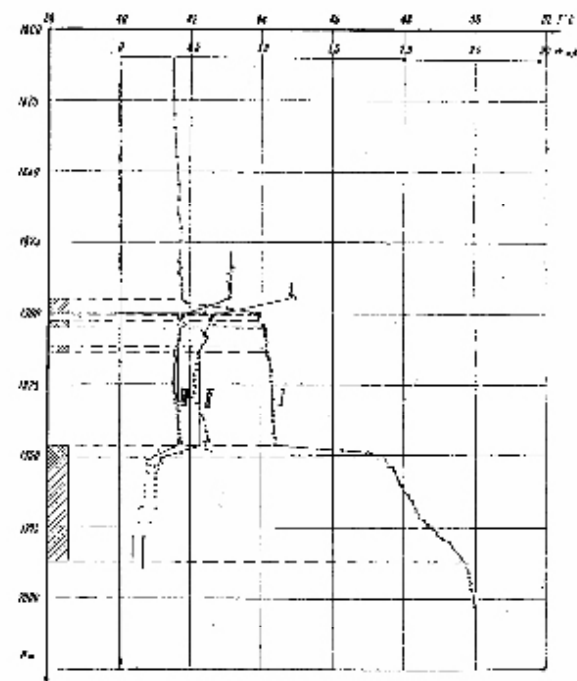


Рис. 14. Кривая распределения температуры в зоне притока газа (I) в скважине № 48 Шебелинского газового месторождения. II, III - дебитограммы, снятые при двух различных режимах.

6°. Второй особенностью измерений в действующих скважинах является необходимость увеличения выдержки термометра в зумпфе скважины ниже интервала притока. В этом случае увеличение выдержки продиктовано сильно отличающимися условиями работы прибора. В потоке датчик термометра непрерывно омывается восходящей жидкостью и гораздо быстрее входит в тепловое равновесие со средой, чем в зумпфе, где среда неподвижна.

7°. Заметное влияние на показания термометра в действующих нефтяных и газовых скважинах оказывает также фазовый состав потока. Газ, конденсат, нефть и вода - все они обладают разной теплоемкостью и теплопроводностью. Поэтому в обводненных скважинах с пульсирующим потоком или вообще в неоднородном газожидкостном потоке возможны большие погрешности в показаниях, чем в однородной среде.

на 2 метра (отрезок АБ) у верхних отверстий перфораций показывает, что вода, компенсировавшая излив, поступила из пласта со своей пластовой температурой. В данном случае зона охлаждения, возникшая в скважине за счет прохода закачиваемой воды по пласту, увеличила крутизну термограммы и позволила повысить

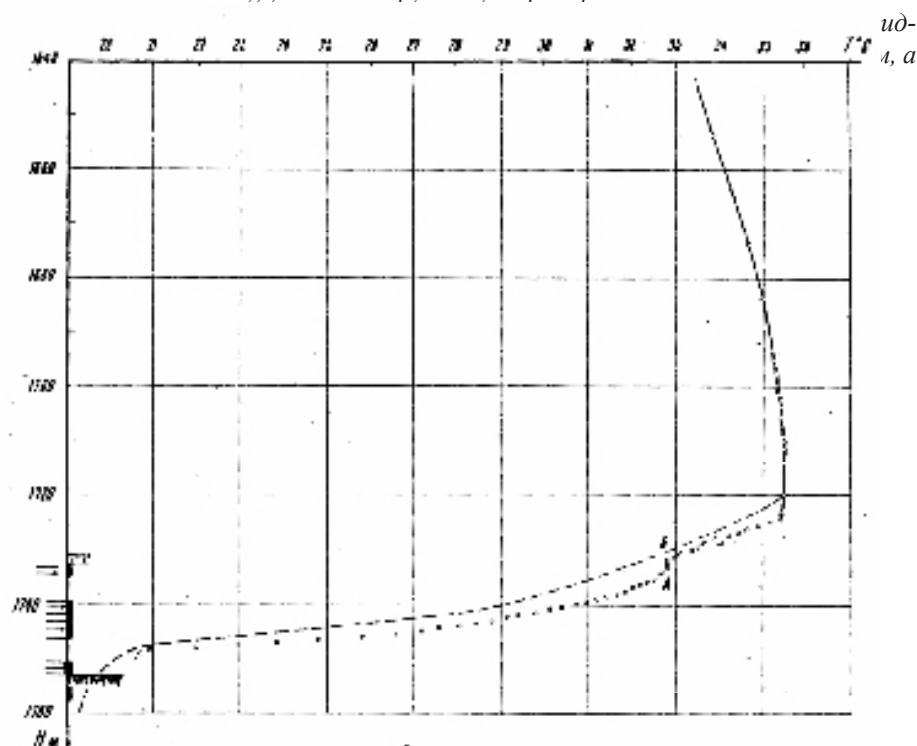


Рис. 13. Кривая распределения температуры на забое скв. № 53 Миннибаевской площади, снятая при сбросе 30 литров воды из скважины.

5°. Некоторые особенности могут быть отмечены и при исследовании действующих скважин. В первую очередь, это - необходимая разница во времени выдержки прибора в зонах с разным градиентом температур. Если по всей длине градиент примерно один и тот же или изменяется плавно, то одинаковая выдержка во всех точках замера не внесет существенных искажений, а поправка на тепловую инерцию будет примерно одинаковой для всей кривой и может быть установлена, как уже говорилось в § 2, по начальной и конечной точкам.

Но если за счет эффекта Джоуля-Томсона, против интервала притока,

ной

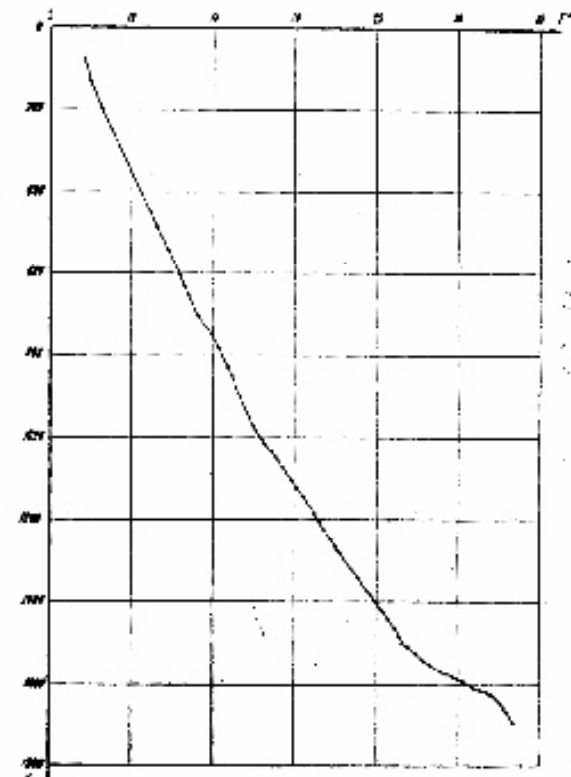


Рис. 10. Геотерма скв. № 75 Ромашкинского месторождения.

лишь воздухом, части скважины не характеризовали температуры окружающих пород.

На рис. 11 приведены две кривые показаний термометра с медным датчиком в зависимости от времени выдержки в скважине. По первой, снятой в воздушном столбе, видно, как резко увеличивается время установления теплового равновесия, термометра со средой. Пунктиром обозначен период спуска термометра на другую глубину - в данном случае с 10 до 100, а затем - на 200 м.

В воде (кривая II) процесс стабилизации показаний того же прибора происходит при полном соответствии с постоянной его тепловой инерции (рис. 4). Исходя из этого, при дальнейшем изложении приводятся данные, полученные только в заполненной водой части скважины. Эта особенность не дала возможности детально осветить ход геотермической кривой вблизи нейтрального слоя у поверхности. Для запланированных исследований это не имеет значения, но несколько затрудняет сопоставление с литературными данными.

3°. В отличие от обычных геофизических замеров измерения температуры производились всегда при спуске, а не при подъеме термометра. Эта особенность вызвана тем, что наиболее точные данные получаются только в тех случаях, когда датчик температуры при замере входит в невозмущенный столб жидкост-

ти в скважине. Те возмущения местного теплового поля, которые производятся при спуске прибором и кабелем, могут в заметной мере повлиять на результаты измерений. Именно поэтому, контрольные температурные точки, фиксируемые при подъеме, чаще всего не совпадают по своему значению с точками, снятыми при спуске термометра. Правда, на это могут повлиять и гистерезисные явления самого термометра. В связи с этим, разница в геотермах, снятых на спуске и на подъеме, не будут убедительным доказательством возмущающего влияния прибора и кабеля в скважине.

На рис. 12 в качестве примера приведены две геотермы, снятые в контрольной скважине № 3424 Абдрахмановской площади. Условия измерений одни и те же. Отличие заключается в том, что замеры проведены один за другим. Кривая I относится к измерениям в невозмущенном потоке, а кривая II, снятая после первого замера, указывает на те изменения в распределении температуры, которые произошли в скважине за счет спуска и последующего подъема прибора и кабеля. Как видно, разница невелика, но при точных исследованиях становится заметной.

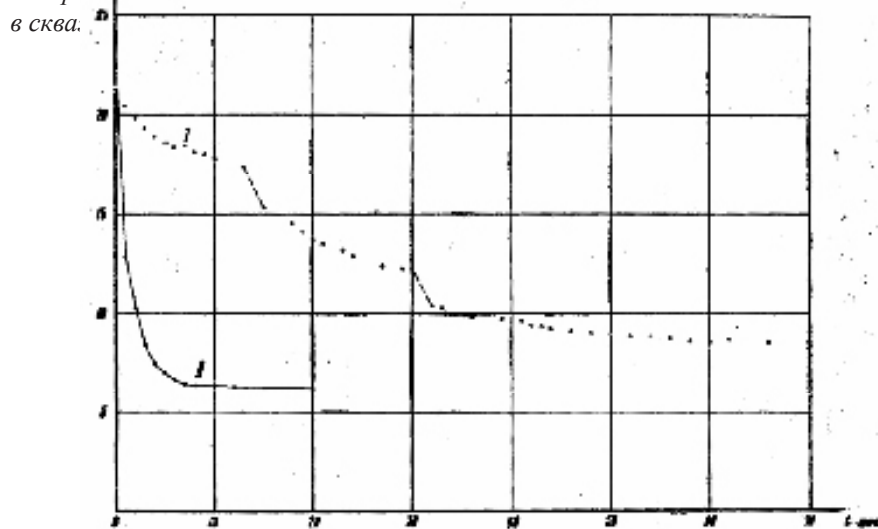


Рис. 11. Кривые показаний термометра с медным датчиком в зависимости от времени выдержки. Кривая I - в воздушном столбе скв. № 518 на глубине 10 - 100 и 200 метров. Кривая II снята на глубине 10 м в скважине, заполненной водой до устья.

4°. В пьезометрах с низким уровнем жидкости, как уже говорилось, особенность измерения вносит воздушный столб. Для скважин с высоким пластовым

давлением, кроме того, что сама скважина вся заполнена водой, имеется еще и избыточное буферное давление. Это усложняет измерения, так как, с одной стороны, необходим лубрикатор с уплотняющим сальником на устье для спуска прибора, с другой - требуется максимальная осторожность, чтобы не допустить излива воды из скважины. Даже лубрикатор (после установки его на устьевой аппаратуре) должен быть залит водой. Только после этого открывается буферная задвижка и лубрикатор сообщается со стволом скважины.

Если какое-то количество воды будет все-таки сброшено из скважины, то это приведет к сдвигу всего столба жидкости, начиная с интервала перфораций. В этом случае остается невозмущенным лишь зумпф.

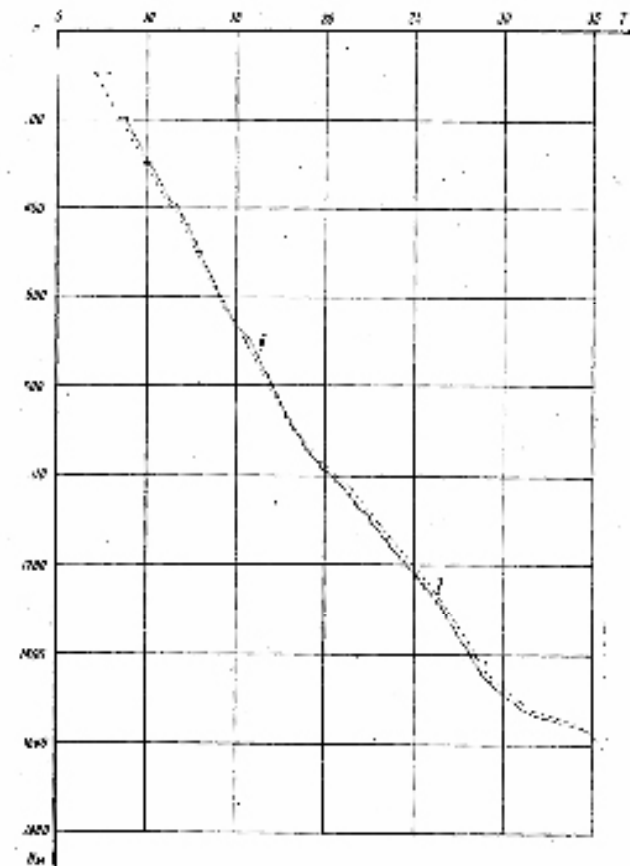
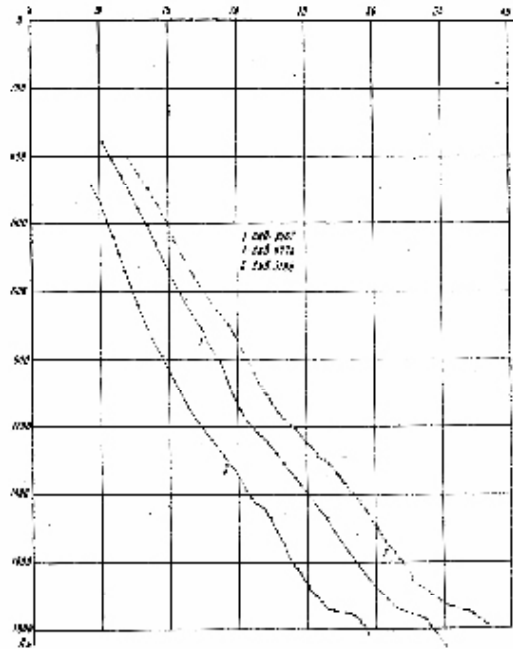


Рис. 12. Две геотермы скважины № 3424 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, снятые без интервала одна за другой. Кривая I снята в невозмущенном столбе жидкости в скважине. Кривая II после возмущения, произведенного однократным спуском и подъемом прибора и кабеля.

На рис. 13 приведена кривая распределения температуры в призабойной зоне скважины № 53 Миннибаевской площади, в которой при установке лубрикатора и за счет пропуска сальника было выброшено около 30 литров воды. Сдвиг кривой

условия Южной, Лениногорской, Южно-Ромашкинской, Абдрахмановской, Зай-Каратаевской и Ку-Акбаишской площадей. Скважины №№ 6455, 4075 и 3424 образуют как бы вершины равнобедренного треугольника на карте месторождения с длиной стороны около 20 км. Геотермические кривые на рис. 24 совмещены по своим абсолютным значениям, что устраняет влияние рельефа и орографического строения.

Наиболее благоприятное расположение площадей, с



важности № 6455, и Лениногорской скважины.

Рис. 25. Сводный график геотерм скважин №№ 4775, 3587 и 5100, расположенных на восточном склоне Ромашкинской структуры.

Температура кровли продуктивного горизонта D_1 в этой скважине, равная 30°C , близка к самым низким температурам, встречающимся в пределах Ромашкинского месторождения. Забегая несколько вперед, можно сказать, что такой температурный минимум характерен не только для южного, но и для восточного и северного склонов Ромашкинской структуры. Об этом можно судить по геотермам скв. № 5100 на рис. 25 и геотерме скв. №3595 на рис. 26, а также по температурным профилям через Ромашкинскую структуру, нанесенным на рис.

пренебрегать на доско-годовы

Наименование города	Среднегодовая температура
Верхоянск	$-16,1^{\circ}\text{C}$
Якутск	-9°C
Новосибирск	$0,0^{\circ}\text{C}$
Иркутск	$+13^{\circ}\text{C}$
Ташкент	$+13,2^{\circ}\text{C}$
Калкутта	$+25,5^{\circ}\text{C}$
Моулмент	$+26^{\circ}\text{C}$

туры не-

На основании этих данных и предложенной однородной схемы земной коры без учета рельефа местности на рис. 16 дан схематический идеализированный профиль изотерм от северного полюса до экватора через европейский материк для 2-х километрового слоя. Как видно (рис. 16), в северной и южной части материка тепловые поля осложнены наличием океанов, где на температуру дна

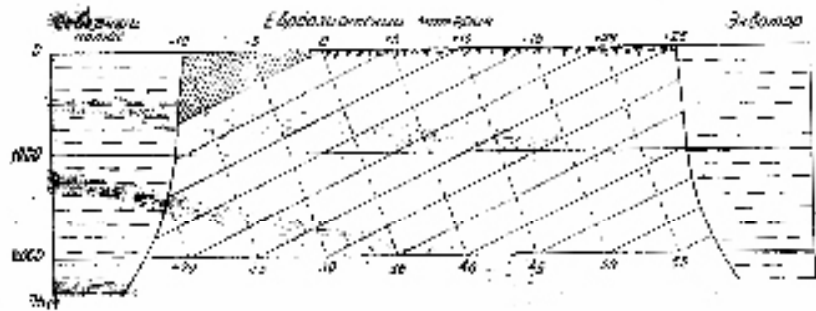


Рис. 16. Температуры нейтрального слоя и принципиальная схема расположения геотерм (пунктирные линии) и изотерм через евроазиатский материк с севера на юг.

Так как геотермы, обозначенные на рис. 16 пунктиром, в каждой точке земного шара начинаются с температуры нейтрального слоя, то по мере роста средне-годовой температуры поверхности при движении с севера на юг будет происходить параллельный перенос геотерм, а соответствующая изотерма будет выходить на поверхность Земли. На рис. 16 геотермы нанесены с градиентом $1,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Таким образом, даже в однородном по своим тепловым свойствам слое земли с неизменной амплитудой местности, температура любого фиксированного слоя на глубине будет зависеть не только от географического положения, но и от климатических, условий данного района. Чем южнее расположено месторождение нефти или газа, тем выше будет его температура и легче добыча при прочих равных условиях. Возможная разность температуры даже при идеализированных условиях схемы (рис. 16) может достигать $30 - 40^{\circ}\text{C}$. Климат, рельеф местности, лесистость, наличие снежного покрова и многие другие факторы влияют на температуру нейтрального слоя и тем самым на температуру глубинных слоев.

Построение региональных карт изотерм на фиксированных глубинах необходимо вести с учетом особенностей T_{nc} , т.е. приводя их к какому-то одному значению. В противном случае в температурные аномалии может попасть то, что является нормальным состоянием системы. Хорошим примером этого служит вечная мерзлота.

На рис. 16, та часть земной коры, которая лежит выше нулевой изотермы, будет всегда вечно мерзлой. При $T_{nc} = -10^{\circ}\text{C}$ и градиенте $G_0 = 1,5^{\circ}\text{C}/100$ глубина

$$H = -\frac{T_{nc}}{G_0}$$

промерзания будет равна примерно 650 м . Для полюса холода Оймякона и Верхоянска, где среднегодовая температура равна $T = -16,6^{\circ}\text{C}$, а градиент в мерзлом грунте весьма невелик, эта величина может быть еще больше.

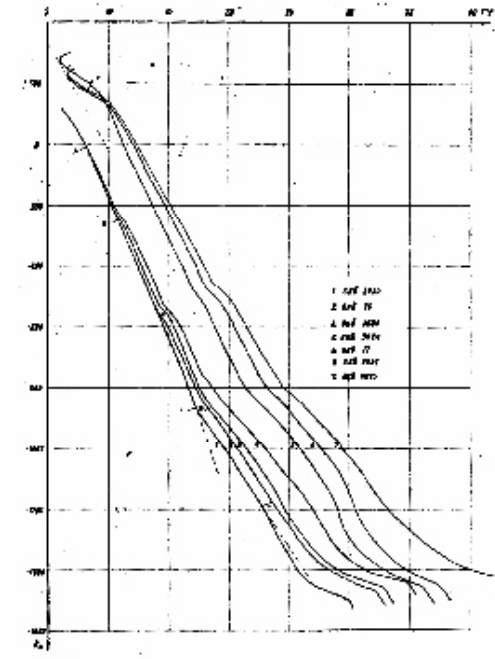
Прямо противоположная картина будет наблюдаться вблизи экватора. Для узких водных бассейнов типа Красного моря или Персидского залива, зажатых между жаркими пустынями, берега моря могут за счет бокового прогрева повышать температуру придонного слоя воды до $40 - 50^{\circ}\text{C}$.

Из приведенных рассуждений о влиянии температуры нейтрального слоя на тепловое поле с глубиной следует вывод о том, что температура глубинных слоев зависит не только от строения и теплового сопротивления подстилающих пород, но и от процессов, протекающих в вышележащих отложениях.

В отличие от температуры, геотермический градиент, характеризующий интенсивность нарастания температуры с глубиной, свободен от этого недостатка, так как определяется, как производная от температуры по глубине.

Рис. 23. Схема расположения площадей и исследованных скважин на Ромашкинском и Ново-Елховском нефтяных месторождениях. Пунктирными линиями с двумя точками отмечены температурные профили.

На рис. 23 дано схематическое изображение Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений и расположения тех скважин, на которых производились измерения распределения температуры по глубине. Пунктиром даны линии, вдоль которых по опыту геотемпературного измерения было проведено то же самое в построении



в 1959 - 61 гг., при этом в 50 скважинах было использовано достаточное количество температурных кривых.

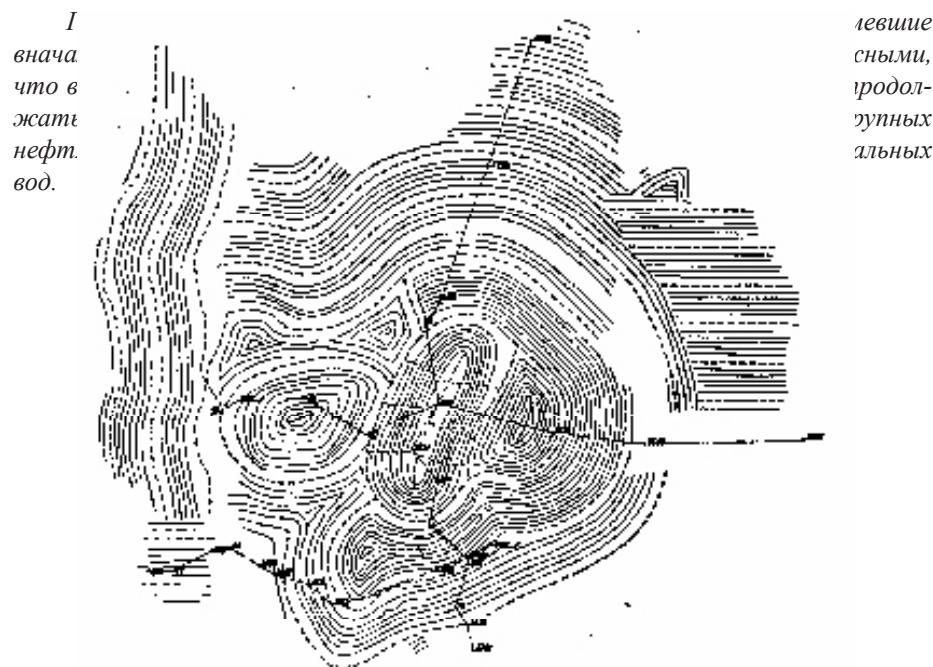
Рис. 24. Геотермы некоторых скважин юго-западной части Ромашкинского месторождения.

Для дальнейшего рассмотрения на рис. 24 дан сводный график геотерм нескольких скважин, расположенных в южной и юго-западной части Ромашкинского месторождения. Эти геотермы в какой-то мере характеризуют термические

¹ В частности, в работе [34] определен средний геотермический градиент для Ромашикинского и Бавлинского месторождений в Татарии. Для Ромашикинского указано на то, что температура горизонта D_1 растет в направлении с востока на запад.

проблемой, также недостаточны для того, чтобы дать полную геотермическую характеристику теплового поля нефтяного месторождения, занимающего площадь в несколько тысяч квадратных километров и разбуренного более чем десятью тысячами скважин различных типов.

На первом этапе, описанию результатов которого и посвящена настоящая книга, ставилась более скромная задача. Необходимо было выяснить принципиальные основы тех закономерностей, которым подчиняется тепловое поле месторождения, для того, чтобы можно было в какой-то мере количественно оценить то отрицательное влияние, которое вносит в установившийся температурный режим закачка больших масс холодной воды при внутриконтурной выработке нефтяных пластов.



$$I' = \frac{\partial}{\partial H}$$

(2-7)

Он зависит лишь от наклона кривой и не меняется при параллельном переносе, т.е. с изменением T_{nc} . Усреднение его на сто метров, как это принято в геотермии [3], делает его малопригодной величиной для характеристики теплового поля земли. В реальных условиях, которые весьма далеки от этой простейшей зависимости, он может служить лишь первым самым грубым приближением к действительности. На рис. 17 приведены распределения температуры с глубиной в скважинах нескольких месторождений. Кривые сняты одним и тем же термометром, по одной и той же методике замера, описанных в I главе и поэтому вполне сопоставимы между собой. Из рисунка вполне очевидно, что не существует какой-либо простой закономерности изменения температуры с глубиной, кроме тривиального факта роста температуры по мере погружения.

Основной недостаток использования среднего геометрического градиента, как характеристики разреза, является его зависимость от глубины замера температуры. В качестве примера на рис. 18 приведена обычная геотерма пьезометрической скважины № 1411 Восточно-Сулеевской площади Ромашикинского месторождения. Из нее видно, что для глубины 500 метров от поверхности $\Gamma_{500} = 1,48^\circ\text{C}/100\text{ м}$. В расчетах температура нейтрального слоя принята равной 6°C , как средняя для многих измерений по скважинам Ромашикинского месторождения, при $H_{nc} = 25\text{ м}$.

На глубине тысячи метров $\Gamma_{1000} = 1,31^\circ\text{C}/100\text{ м}$. На 1200 метрах скачок до $\Gamma_{1200} = 1,54^\circ\text{C}/100\text{ м}$, затем спад до $\Gamma_{1500} = 1,45^\circ\text{C}/100\text{ м}$ и снова подъем $\Gamma_{1600} = 1,48^\circ\text{C}/100\text{ м}$, $\Gamma_{1700} = 1,60^\circ\text{C}/100\text{ м}$ и $\Gamma_{1800} = 1,64^\circ\text{C}/100\text{ м}$. Как видно разброс значений градиентов достигает 20%, что может замаскировать очень многие интересные закономерности теплового поля месторождений. Еще большие ошибки возникают при сравнении градиентов различных скважин, если они расположены на местности с сильно расчлененным рельефом, или другими особенностями залегания пластов.

Не могут служить в качестве опорных данных для сопоставления и теоретических расчетов и коэффициенты теплового сопротивления пород, составляющих разрез. Как показывает опыт [1 - 5 и др.], теплопроводность пород в сильной степени зависит от температуры, давления, тепловых свойств жидкости, заполняющих поры этой породы, ее проницаемости и т. д. В отличие от плотных пород, пористые проницаемые среды, кроме кондуктивной, обладают еще и конвективным механизмом передачи тепла, зависящим от анизотропных фильтрационных гидродинамических свойств пласта. Кроме того, тепловую анизотропию имеют и сами породы. Учет всех меняющихся с глубиной параметров в условиях неоднородных пластов очень труден. Поэтому данными по теплопроводности

пород, определенных к тому же не в натурных условиях, а на лабораторном стенде, следует пользоваться с большой осторожностью

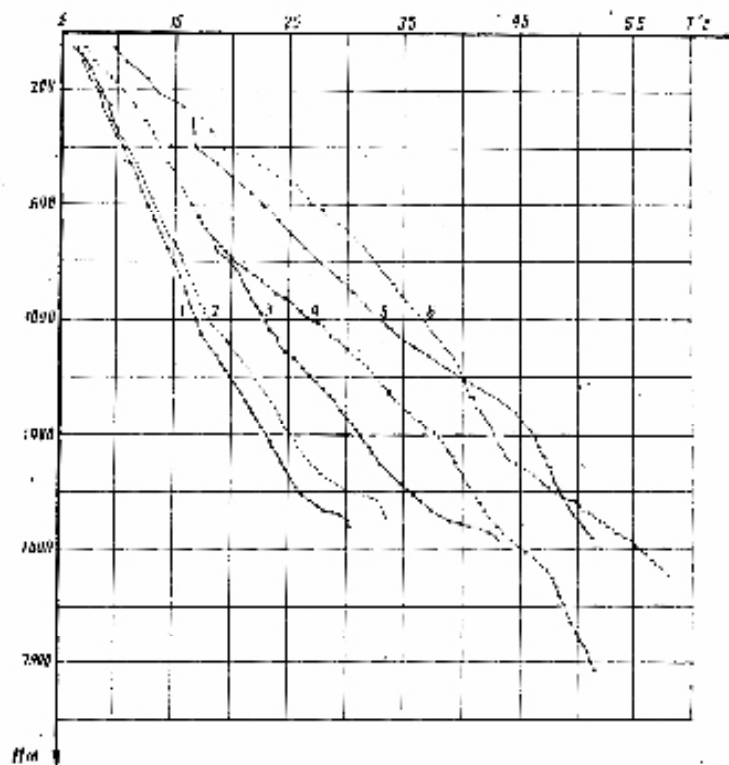


Рис. 17. Сводный график геотерм некоторых месторождений. 6. Геотерма скв. № 200 Шебелинского газового месторождения. 5. Геотерма скв. № 201 Коробковского нефтегазового месторождения. 4. Распределение температуры по стволу скв. № 83 Гнединцевского нефтяного месторождения. 1, 2 и 3 - геотерма скв. №№ 6455, 5006 и 4075 Ромашкинского нефтяного месторождения.

Наиболее надежной характеристикой теплового поля, кажется на первый

600 - 800 метров.

Наиболее возвышенная часть свода имеет два крупных выступа или купола, разделенных впадиной. Во все стороны от куполов кристаллический фундамент регионально-ступенчато понижается. На неровной поверхности кристаллического фундамента и происходило формирование структурных элементов стратиграфических горизонтов осадочного покрова, сложенного девонскими каменноугольными, пермскими и третичными образованиями.

Терригенный девон в основном повторяет структурные элементы подстилающих образований, однако, уже в нем начинаются отклонения за счет неравномерной толщи тех или иных отложений. Подобные изменения отмечены и в выше-лежащих слоях.

В формировании современного структурного плана Татарии важная роль принадлежит и неотектоническим движениям [63].

Ромашкинское и Ново-Елховское месторождения нефти приурочены к наиболее высоким отметкам южного купола Татарского свода. Нефтеносность и битуминозность отмечены во многих отложениях по всему разрезу структуры, однако, в промышленной разработке находится в основном лишь самая крупная залежь горизонта D_1 пашийских отложений нижнефранского подъяруса верхнего девона. Это месторождение по характеру своего строения относится к типу сложно построенных пластовых сводовых залежей. К этому же типу относится большинство других залежей, расположенных как ниже, так и выше горизонта D_1 в среднем и верхнем девоне, в нижнем и среднем карбоне, в нижней и средней перми [81, 82].

Такая многоэтажность нефтяных залежей на Ромашкинском месторождении делает весьма сложной интерпретацию теплового поля над этой структурой и в значительной степени отличает ее от сходной по своему строению, но более миниатюрной Коробковской структуры.

О специфичности теплового поля Ромашкинского месторождения говорит хотя бы тот факт, что несмотря на плоское залегание пластов, формирующих залежь¹, температура кровли горизонта D_1 меняется от 29 до 44°C в пределах нескольких километров по простиранию залежи. О сложности геотерм говорят и кривые, приведенные на рис. 10, 12, 17 и 18.

Несмотря на наличие очевидных аномалий теплового поля и его бесспорного влияния на свойства нефти и нефтеотдачу, геотермика Ромашкинского месторождения практически не изучалась, если не считать 2 - 3 небольших работы, выполненных на ранних стадиях разбуривания месторождения по отдельным скважинам [7, 19, 34, 70]¹.

Усилия небольшого коллектива ученых Казанского университета, занятых этой

определяют ход изотерм и в промежутке между ними. На основании анализа рис. 20 можно сделать еще несколько выводов и предположений. Так, изотерма 50°C почти точно огибает кровлю нефтяной залежи в угленосных отложениях, в то время как изотермы 45, 46 и 47°C пересекают кровлю массивной залежи на ее крутом крыле. Как видно, нарушение параллельности возникает в промежутке между нефтяной и газовой залежью. Анализ геотермы скв. № 130, проведенной до угленосного горизонта, показывает, что аномалия обусловлена чрезвычайно низким тепловым сопротивлением этого промежутка. Градиент в интервале 1600 - 1700 м этой скважины падает до 0,6°C/100 м. Объяснение этому факту надо искать либо в небольших перетоках газа из нефтяной залежи в массивную газовую залежь по заколонному пространству, либо в сильной вертикальной трещиноватости пород, разделяющих эти две залежи. Второе объяснение более предпочтительно, т. к. низкий градиент в этом интервале наблюдается повсеместно, а аномально низкие значения приурочены к крутому крылу складки, где по условиям формирования возможна наибольшая деформация пород.

Вертикальные трещины, по-видимому, обеспечивают интенсивный перенос тепла снизу вверх.

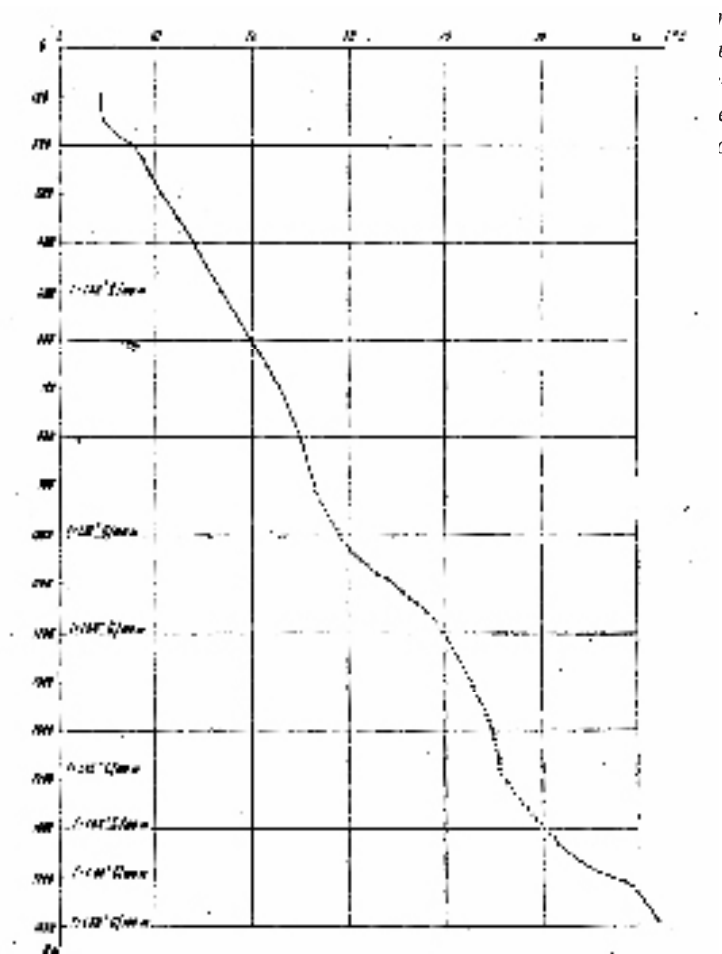
При анализе рис. 20 создается впечатление, что массивная газовая залежь имеет единое происхождение с нефтяной и аккумулирует в себе те газы, которые по трещинам просочились через тонкую кровлю из газовой шапки нефтяной залежи. Если бы Коробковское нефтяное месторождение имело недонасыщенную нефть без газовой шапки, то вместо массивной газовой существовала бы, вероятно, небольшая нефтяная залежь. При оценке этого предположения нужно иметь в виду, что оно построено только на материале температурных измерений и нуждается в подкреплении со стороны геологии, физико-химического состава флюидов и других факторов.

Несмотря на некоторые нарушения общих закономерностей, Коробковское нефтегазовое месторождение по своей геологической структуре и строению теплового поля является классическим примером простейших форм и может служить своего рода эталоном при изучении более сложных формирований.

§ 7. ГЕОТЕРМЫ РОМАШКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Татария, один из богатейших нефтяных районов страны, расположена в северной части Среднего Поволжья. В ее пределах не отмечено интенсивных тектонических нарушений. Архейские и протерозойские породы, слагающие кристаллический фундамент Русской платформы в пределах Татарии, образуют относительно приподнятый массивосвод, который на тектонической карте СССР назван Татарским поднятием. Его протяженность по изогипсе кровли кристаллического фундамента минус 1750 м достигает 350 км, а амплитуда

взгляд, величина параметр при 6 по стволу скваз предельные, т которых по глуб изучения не мож



Кроме этого на изменение величины теплового потока с глубиной оказывает влияние наличие включений различной геометрической формы в однородную изотропную среду, наличие анизотропии теплопроводности вдоль и поперек напластований и т. д. В скважине, если она вертикальна, замеряется нормальная к поверхности земли компонента теплового потока. В случае крутых наклонов анизотропных пластов, эта компонента может в значительной степени отличаться от полной величины потока и зависеть, таким образом, от положения скважины на структуре. Карты тепловых потоков для различных глубин от поверхности земли отразят не только распределение источников тепла в недрах, но и рельеф, литологию и тектонику района. Большое влияние на строение теплового поля структуры оказывает трещиноватость пород. Трещина, если велика ее протяженность, представляет собой хороший проводник тепла, нарушающий нормальное распределение теплового поля. То же самое можно сказать и о тепле, выделяемом в породах рассеянными радиоактивными соединениями.

Из всего сказанного следует, что экспериментально замеренное распределение температуры в скважине в зависимости от глубины остается наиболее полным и надежным источником информации, об особенностях строения теплового поля в ее окрестностях. Многие явления вносят свой вклад в это результирующее поле. Разделение этих эффектов и их вклада в суммарную величину теплового поля составляет основную трудность при анализе конкретного участка осадочного чехла земной коры.

Эта книга, как уже говорилось во введении, посвящена в основном Ромашкинской структуре. Однако строение теплового поля этого уникального месторождения, несмотря на плоское залегание, оказалось настолько сложным, что возникла необходимость предпослать ее описанию небольшой параграф с анализом теплового поля более простого по своему строению Коробковского месторождения Волгоградской области.

§ 6. СТРОЕНИЕ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ КОРОБКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Коробковская структура расположена в средней части Доно-Медведицких дислокаций, образовавшихся в месте сочленения двух тектонических элементов русской платформы: Воронежского свода и Прикаспийской впадины. Она прослеживается от мезозойских отложений до самой поверхности и представляет собой слегка асимметричную брахиантклинальную складку с широким сводом. Размеры ее по кровле Нижнебашкирского подъяруса 22×17 км, амплитуда 210 метров.

На рис. 19 дана структурная карта газовой залежи Коробковского месторождения, из которой видно, что строение ее характеризуется плавными форма-

$$y_{\text{н}} = y_{\text{т}}$$

Если же под количественной оценкой этой аномалии понимать разность между действительной температурой кровли данного месторождения или залежи на его куполе и той, которую она должна была бы иметь, если бы этой структуры не было, то ее можно оценить в $2,72^\circ\text{C}$. Эта цифра получена умножением амплитуды поднятия $h = 210$ м на средний градиент в отложениях массивной залежи $\Gamma = 1,30^\circ\text{C}/100$ м. Такая небольшая величина характерна для пологих платформенных структур.

Гораздо труднее ответить однозначно на вопрос о причинах возникновения этой аномалии. Наиболее вероятно, что этих причин две. Во-первых, это бесспорное влияние тепловой анизотропии пластов, хотя никаких количественных оценок привести нельзя из-за отсутствия материала по теплофизическим свойствам пород слагающих разрез данного месторождения. Во-вторых, это наличие конвективного переноса тепла в продуктивных горизонтах. В работе Э.Б. Чекалюка [6] даны простейшие формулы для оценки скорости тепловой конвекции в пористой среде.

Так, геотермодинамический напор циклической конвекции в газовой среде:

$$\Delta P = g_p \cdot \frac{\Delta T}{T} h$$

(2-8)

где g_p - средний объемный вес газа, h - мощность залежи, а ΔT - разность температур, обеспечивающая геотермодинамический напор. Комбинируя формулу (2-8) со скоростью фильтрации в пористой среде, определяемой законом Дарси:

$$U = \frac{k}{m} \cdot \frac{P}{h}$$

можно оценить период циклической конвекции газа в среде. Для массивной залежи Коробковского месторождения он будет исчисляться несколькими тысячами лет, что в условиях геологических времен должно неизбежно привести к выравниванию температуры залежи.

Некоторые сомнения могут возникнуть в связи с тем, что одинаковая температура слоя наблюдается не только в проницаемой части газовой или нефтяной залежи, но и в мощных пачках глин и известняков, покрывающих эти продуктивные горизонты. В этих слоях практически нет проницаемости, нет и конвекции, но изотермы по-прежнему следуют параллельно слоям. Здесь следует вспомнить положение о том, что температура нижележащих пластов определяется условиями на их верхней границе, о котором говорилось в начале предыдущего параграфа. Проницаемые слои, если они достаточно часто повторяются,

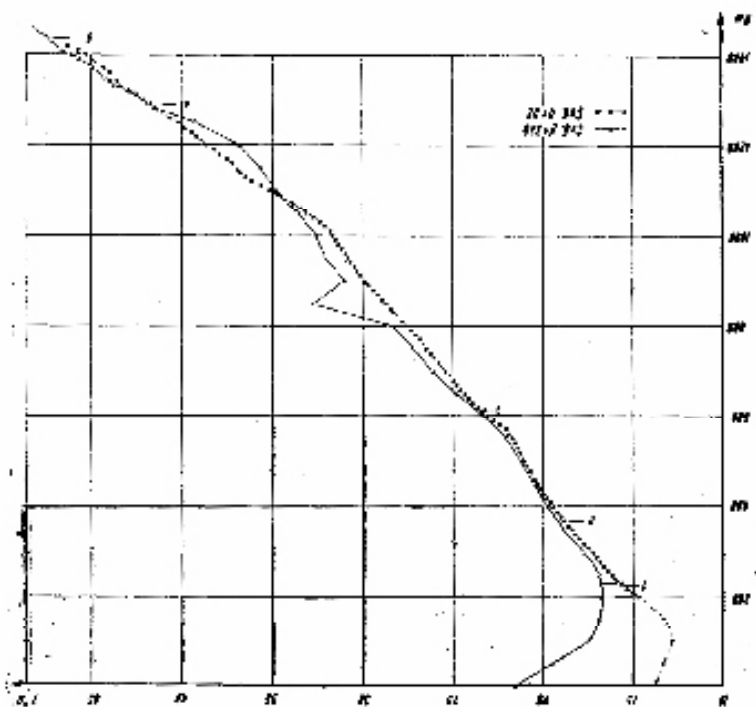


Рис. 22. Геотермы скв. №№ 356 и 52 на восточном склоне Коробковского месторождения. Обозначения маркирующих горизонтов аналогичны рис. 20.

Геологический профиль Коробковской структуры построен по большому числу скважин, попадающих на линию разреза и проведенных как на газовую, так и лежащую ниже нефтяную залежь. Измерения температуры проводились по значительно меньшему числу скважин. Несмотря на это, хорошему совпадению хода линий маркирующих горизонтов и геоизотерм способствует гладкая поверхность купола Коробковского поднятия.

Как видно из рис. 20, изотермы, за исключением отмеченных выше аномальных зон, идут параллельно отметкам того или иного горизонта, указывая на то, что в пределах одного и того же слоя температура остается постоянной независимо от глубины его залегания в разрезе данной скважины. Как уже отмечалось в предыдущих параграфах этой главы, подобное распределение температуры и создает общепринятую тепловую аномалию над куполообразными структурами, когда кривизна линии раздела слоев совпадает с кривизной прилегающих изотерм:

ми без разломов, надвигов, сбросов или других нарушений. Исключение составляет лишь некоторая асимметрия в виде более крутого юго-восточного склона ($2 - 3^\circ$) и эллиптичность формы в плане месторождения.

На рис. 20 эта же структура дана в вертикальном разрезе. Геологический профиль проведен с запада на восток по линии, соединяющей скважины №№ 93, 201, 130, 356, 52. Такой выбор обусловлен имеющимся фондом пьезометрических и длительно простаивающих скважин, пригодных для геотермических измерений.

Сплошными линиями на рис. 20 нанесены кровли маркирующих горизонтов. Их наименования приведены в подписи к рисунку. Благодаря тому, что коробковская структура, к которой она была обнаружена съемкой.

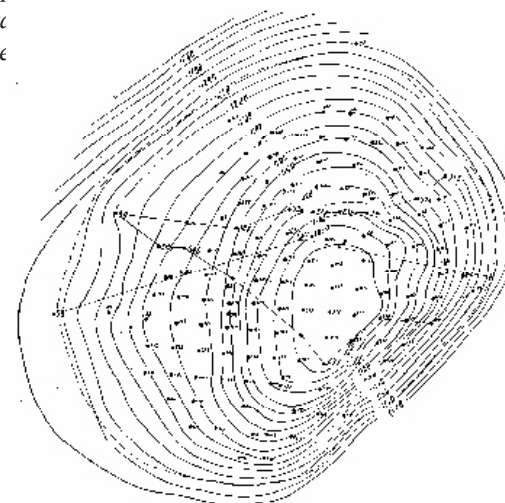


Рис. 19. Структурная карта Коробковского газового месторождения Волгоградской области.

Косой штриховкой на рис. 20 выделена массивная газовая залежь, относящаяся к типу пластовых сводовых и занимающая снизу вверх окско-серпуховские, намюрские и нижнебашкирские известняки.

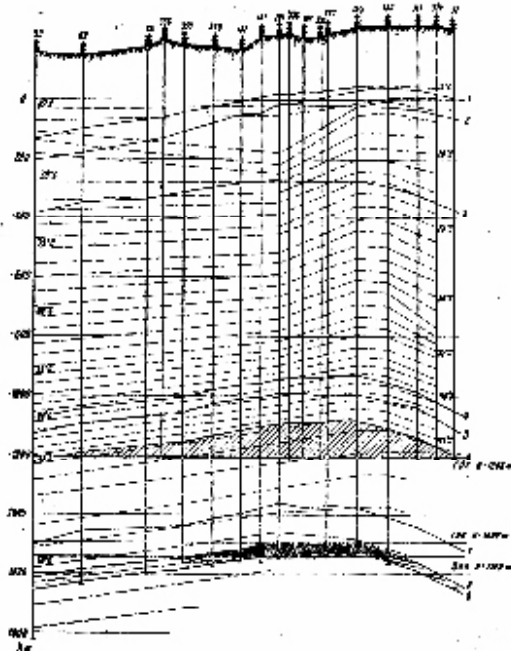
Нефтяная залежь, расположенная в угленосных отложениях, зачернена

На рисунке проведены газо-водяной, газо-нефтяной и водо-нефтяной контакты, соответственно на абсолютных отметках 1205, 1492 и 1540 метров. Благодаря тому, что профиль проходит не точно через купол нефтяного месторождения, газовая шапка у нефтяных пластов на рисунке почти не видна.

На рис. 17, 21 и 22 даны геотермы скважин №№ 201, 93, 130, 356 и 52. На основании этих экспериментальных данных на рис. 20 нанесены линии изотерм с интервалом в один градус Цельсия.

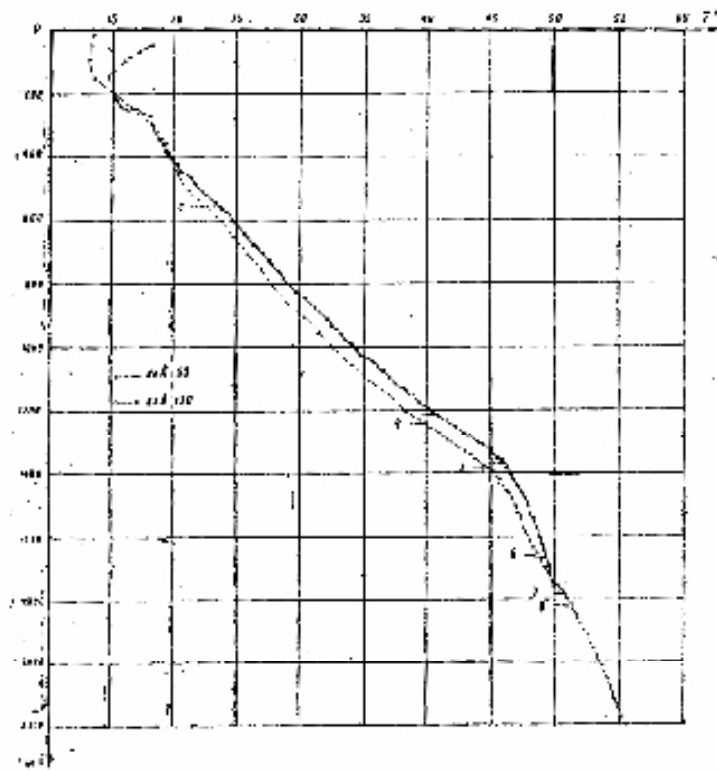
Беглый анализ приведенных геотерм показывает, что в районе пермских отложений наблюдаются заметные аномалии хода распределения температуры с глубиной, вызванные деятельностью человека. Резкое изменение температуры пластов на этой глубине можно связать с поглощением большого количества воды в процессе бурения скважин. Против пермских отложений при бурении наблюдается катастрофический уход промывочной жидкости, вплоть до полной потери циркуляции. Кроме изменения температуры пластов под действием закачанной воды, возможны также значительные перетоки в этом интервале, вызываемые перепадом давлений в пластах. В свою очередь, разность в пластовых давлениях

может возникнуть при некачественном факте повышения газа из пермских пластов (рис. 21).



изомных пластов боте [68] отмечен за счет перетока я на геотерме скв.

Рис
обо:
4 - €
- угл



сверху вниз
- в. карбон,
ксинский, 8

На рис. 22 не менее четко зафиксирован заколонный переток газа в скв. № 52 для более глубоко расположенных пластов.

На всех геотермах скважин Коробковского месторождения отмечается более или менее равномерный рост температуры с глубиной. Резкий излом геотермы с изменением градиента в 2 - 2,5 раза наблюдается на кровле газовой залежи. Это резкое изменение градиента может служить четким репером при сопоставлении скважин.

Низкие значения градиента 1 - 2°C/100 м характерны для проницаемых продуктивных пластов, в которых, кроме индуктивной теплопроводности, работает и конвективный механизм переноса тепла.

в районе, на много превышающем по своим размерам юго-восток Татарии.

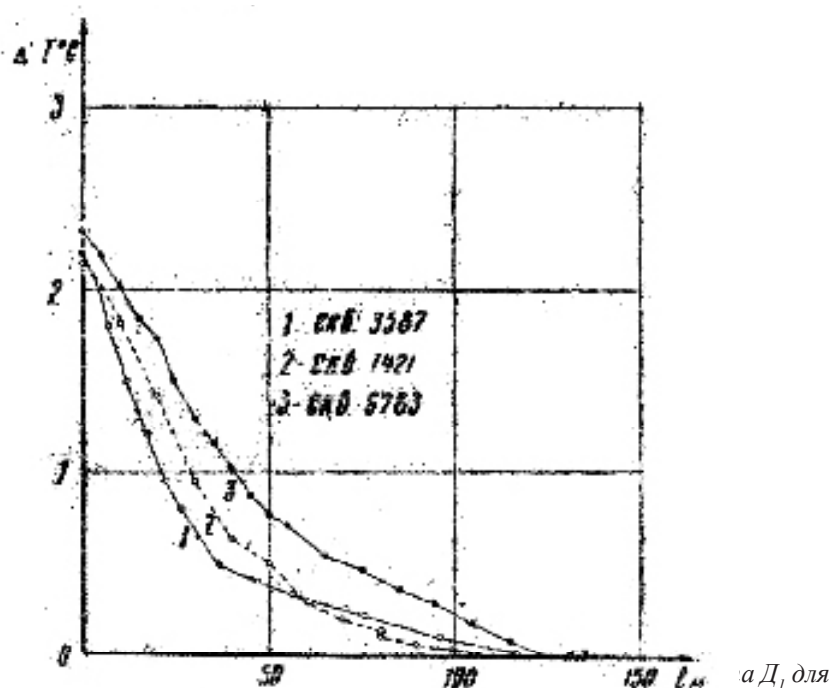


Рис. 38
северо-
3 — скв. № 6783, 2 — скв. № 1421, 1 — скв. № 5100.

На первый взгляд кажется, что наиболее вероятной причиной сохранения аномалии за внешним контуром нефтеносности является литология пластов. Ведь аргиллитовый слой кыновских отложений сохраняет свою мощность и за контуром и общеизвестно, что глины обладают повышенным тепловым сопротивлением по сравнению с песчаниками и известняками [83].

Однако, если воспользоваться наиболее современным и полным исследованием тепловых свойств горных пород, составляющих Ромашкинское месторождение, проведенным Б.А.Яковлевым [34], то оказывается, что разница в тепловых сопротивлениях пашийских и кыновских отложений невелика. Среднее значение по разрезу для кыновских слоев равно $0,437^{+0,6}_{-0,2}$ м.грд/вт, а для пашийских отложений $0,391^{+0,3}_{-0,16}$ м.грд/вт, т.е. отличается не более, чем на 10—15%. Таким расхождением

нельзя объяснить трехкратное изменение градиента на кровле горизонта D_1 при

42 - 44. Западный склон южного купола осложнен наличием Алтунино-Шунаковского прогиба и расположенным за ним Ново-Елховским нефтяным месторождением, и по нему нет пока ис-
западной скважине
Елховского месторо-
т.к. имеет температу-
крыле по наиболее
ной части Ново-
й закономерности,
и 44).

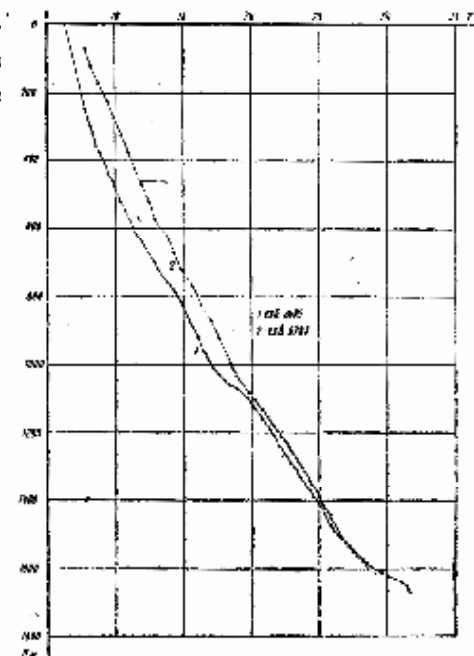


Рис. 26. Геотермы скважин №№ 6783 и 3595, расположенных на севере Ромашкинского месторождения.

Таким образом, если исключить пока из рассмотрения недостаточно изученный западный склон, то геотерма скважины № 6455 является характерной для окраин месторождения в непосредственном соседстве с внешним контуром нефтеносности. Как ведет себя температура на крыльях структуры в точках максимальных прогибов, пока неизвестно и требует специального изучения.

Как видно из рисунка 24, геотерма скважины № 6455 состоит в первом приближении из двух почти прямолинейных участков АВ и ВС. Верхний отрезок совпадает с пермскими и каменноугольными отложениями, а нижний относится к верхнему девону. Некоторые отклонения от прямолинейности на геотерме этой скважины наблюдаются в нижнем карбоне в районе отметок -700 -900 метров

и фаменском ярусе верхнего девона -1250 -1400 м. Очень большая тепловая аномалия характерна для окрестностей продуктивного горизонта D_1 . Амплитуда этой аномалии превышает $2,5^{\circ}\text{C}$. Такой своеобразный ход геотермической кривой, как видно из рисунка, свойственен геотермам всех скважин Ромашикинского месторождения. Резкий излом геотермы после крутого подъема с трехкратным уменьшением градиента соответствует “верхнему известняку”, являющемуся электрорепером кровли продуктивного горизонта D_1 .

Поскольку величина аномалии возле горизонта D_1 , ее строение, происхождение и закономерности изменения по площади имеют принципиальное значение для анализа начального теплового поля Ромашикинского месторождения, исследованию этого вопроса будет посвящен один из последующих параграфов этой главы.

Геотермический градиент верхнего прямолинейного участка кривой распределения температуры по стволу скважины № 6455 весьма невелик и равен $1,10^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. У нижнего прямолинейного интервала он значительно больше $1,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

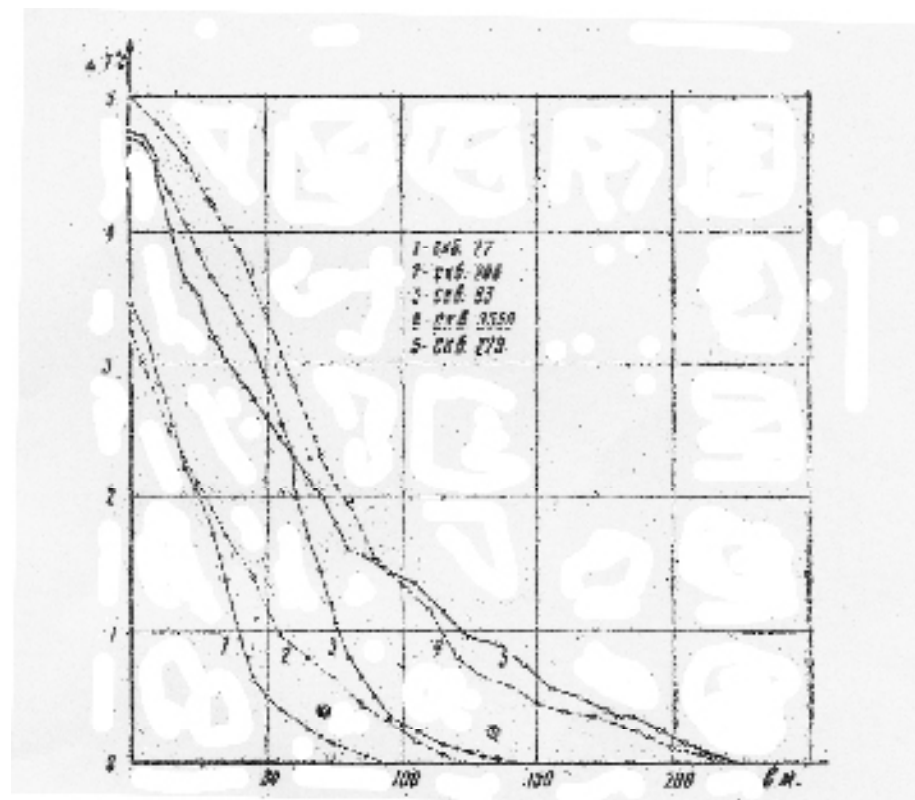
Геотермическая кривая скважины № 75 (кривая 2 рис. 24), расположенной в непосредственной близости от контурной скважины № 6455, по своему строению сходна с только что описанной кривой, но с одним весьма существенным изменением. В интервале 560 - 580 метров на этой геотерме наблюдается скачок температуры в $0,4^{\circ}\text{C}$ по сравнению с кривой скважины № 6455 (точка К на рис. 24). Зона резкого повышения температуры соответствует терригенной толще верейскокаширских отложений среднего карбона, характерных своей нефтеносностью на юго-востоке Татарии.

Расхождение двух сравниваемых геотерм скважин № 6455 и № 75 (точка М на рис. 24) увеличивается еще на $0,4$ градуса при прохождении турнейско-угленосных слоев нижнего карбона. Терригенные отложения этого возраста также считаются общепризнанными нефтеносными коллекторами на Ромашикинском месторождении [63, 64, 71, 72 и др.].

Третья скважина по этому же профилю (рис. 23) № 5006 добавляет к существующим аномалиям еще одну (точка N на рис. 24). Амплитуда ее несколько меньше - около $0,25^{\circ}\text{C}$ и стратиграфически она приурочена к сакмароартинским отложениям нижней перми на отметках -230 -250 метров от уровня моря. Наконец, геотерма скважины № 3424, расположенной почти на самом своде Ромашикинской структуры, закрепляет подмеченные закономерности, лишь несколько расширяя зону возможной нефтеносности в нижнем карбоне.

Интересно отметить постепенное нарастание градиента температуры в разобранных скважинах. Если на начальном участке до первой аномалии в нижнепермских отложениях он отличается у перечисленных скважин совсем незначительно (на приведенном графике они практически сливаются в одну линию), то после каждой новой аномалии разница становится все более заметной. Особенно

отходят от него на 3 км (скв. № 8761) и еще дальше на 20 — 25 км (скв. № 11). Скважина № 8761 расположена на южной площади, а скважина № 11 пробурена в промежутке между Ромашикинским и Бавлинским месторождениями.



функция расстояния. 5 - скв. № 3550, 4 — скв. № 229, 3 — скв. № 83, 2 — скв. № 77, 1 — скв. № 206.

Из графика на рис. 39 видно, что как величина аномалии ΔT , так и зона прогрева, постепенно уменьшаются вдоль этого профиля, но не исчезают совсем, т.е. аномалия в районе продуктивного пласта D_1 существенно отличается от поведения подобных кривых для вышележащих пластов, у которых на контуре она исчезает совсем и $\Delta T = 0$.

Одно из предположений, вытекающее из рассмотренного факта, заключается в том, что процессы, происходящие в горизонте D_1 , являются первопричиной всех особенностей строения теплового поля над Ромашикинской структурой. В пользу этого говорит и то, что слоистые кыновские глины, по данным гидрогеологов, являются региональным водоупором, который определяет миграцию жидкостей,

отождествляется с границей теплового источника.

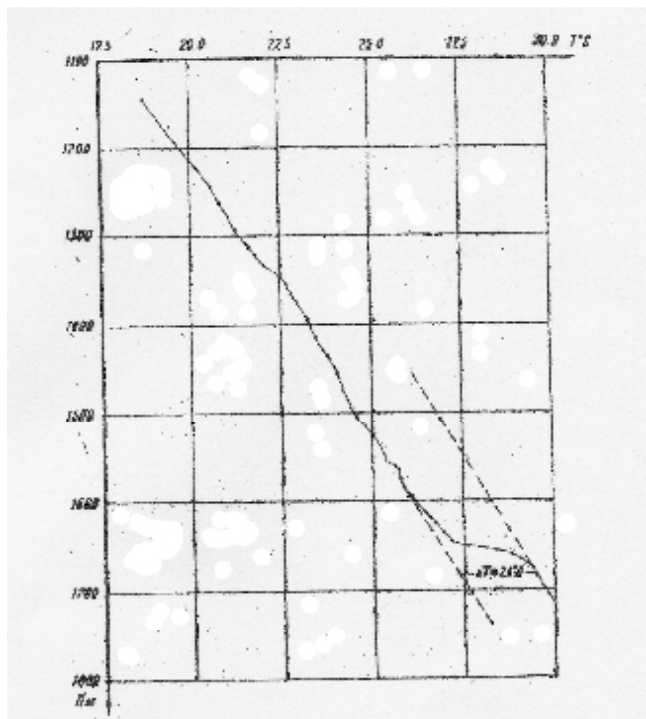


рис. 30. Геотерма скважины № 5100.

На рис. 37 — 38 приведены полученные спады температурных кривых как функции расстояния для скважин юго-западного угла Ромашкинского месторождения (рис. 37) и северо-восточного (рис. 38). Из этих рисунков видно, что величина аномалии ΔT примерно пропорциональна мощности прогретой части породы. Некоторое разнообразие в формах кривых связано, по-видимому, с неоднородностью литологического состава кыновских, шугуровских, доманиковых, саргаевских и мендымских отложений, которые входят в зону возмущения температуры и слагают в перечисленной последовательности снизу вверх слои, покрывающие продуктивный горизонт D_1 .

О большой роли этих отложений в формировании тепловой аномалии можно судить и по другому графику, приведенному на рис. 39. Он характеризует спады температур у скважин, расположенных на южном крыле Ромашкинского месторождения. На рис. 39 кривые расположены в том порядке по потерям, в котором скважина от наиболее возвышенных частей структуры (скв. № 5006) приближаются к внешнему контуру нефтеносности (скв. №№ 75 и 6455), а затем

четко это прослеживается при сопоставлении наклонов прямолинейных участков. Однако, если отвлечься от этих небольших изменений наклона, то каждая подмеченная аномалия производит как бы параллельный перенос геотермической кривой с сохранением градиента ниже этой аномалии.

Таким образом, на Ромашкинском месторождении одновременно работают по крайней мере два механизма изменения температуры с глубиной. Один связан с фокусирующим действием положительной структуры на тепловой поток, вследствие чего растет геотермический градиент по мере продвижения от крыла к куполу структуры. Другой — наличием локальных источников тепла.

Наличие тепловых источников не вызывает сомнения, т.к. такое распределение не может быть вызвано изменением теплового сопротивления какого-либо слоя и характерно именно для последовательного подсоединения местного теплового источника. Более подробно об этом будет сказано в 9 параграфе этой главы. Так как все подмеченные аномалии связаны с нефтеносными пластами, то вполне естественно, что тепловые источники можно отождествлять с нефтяной залежью. Тем более, что выделение тепла углем и нефтью в настоящее время почти не вызывает сомнения [5, 28, 49, 50, 73 и др.].

Другим важным фактором, подтверждающим высказанное предположение, является отсутствие некоторых из отмеченных аномалий на многих геотермах, в то время как соответствующие слои представлены в геологических разрезах этих скважин. Мало вероятно, что тепловые свойства одних и тех же отложений могли меняться в несколько раз на весьма близких расстояниях.

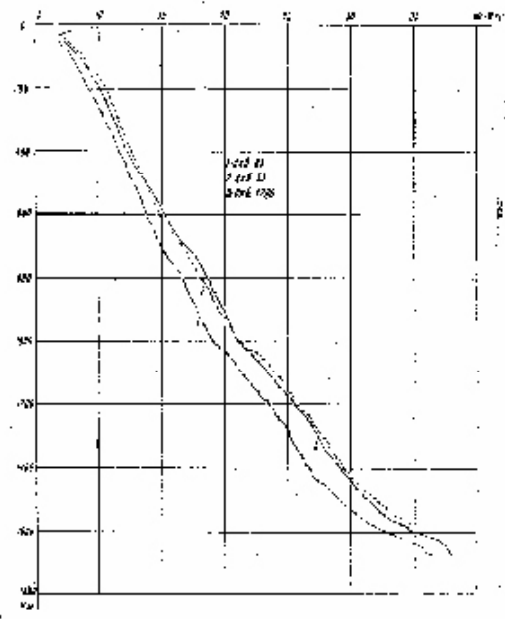
О нефти, как источнике тепла и причине аномалии, говорит и положение соответствующих скважин на структуре. На склонах и сводах локальных структур аномалии наблюдаются и величина их тем больше, чем ближе соответствующая скважина к своду. На крыльях и в прогибах аномалии отсутствуют или величина их минимальна.

Однако вернемся снова к рис. 24. Если от линии, на которой расположены уже рассмотренные скважины №№ 6455, 75, 5006 и 3424 (рис. 23), пойти в перпендикулярном направлении, т.е. не с юга на север, а с востока на запад, то (в скважинах №№ 12, 3952, 4035 и др.) можно отметить еще одну большую температурную аномалию, расположенную в непосредственной близости от поверхности земли и связанную с верхнепермскими отложениями (точка R на рис. 24). Согласно геологическим исследованиям [63], отложения этого возраста битуминозные. Такую большую тепловую аномалию можно объяснить, по-видимому, только окислением нефтей.

Верхнепермская, самая близкая к поверхности аномалия изучена слабее других, так как в большинстве скважин из-за низкого уровня жидкости в стволе измерения в этом интервале не производились. Однако в тех скважинах, где имеется буферное давление и ствол заполнен жидкостью до самого устья, термометр

всегда фиксирует аномалии той или иной величины в указанном интервале. Примером могут слу

Наличие та
создает особые
месторождения



й части разреза
Ромашкинского

Рис. 27. Геотермы скважин №№ 1200, 53 и 85, расположенных на куполе Ромашкинской структуры в пределах Миннибаевской площади.

Наиболее характерные геотермы других площадей и районов Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений представлены на рис. 25, 26, 27, 28. Их рассмотрение практически не вносит ничего нового по сравнению с тем, что было сказано при анализе геотерм рис. 24.

Умышленно не проведена и более точная привязка аномалий к соответствующим нефтеносным пачкам и горизонтам. Это обстоятельство связано с тем, что в процессе измерений не была еще достаточно ясна роль и влияние аномалий в вышележащих слоях на температуру горизонта D_1 . Поэтому верхние интервалы измерялись с шагом между точками в 10 м. Для привязки к пластам, мощность

Размеры тепловой аномалии для скважин центральных площадей Ромашкинского месторождения примерно одинаковы и лежат в пределах $3,0 \pm 0,5^\circ\text{C}$. Но есть и заметные отклонения от этой величины, приуроченные, как правило, к крыльям структуры.

На юго-западе южного купола Татарского поднятия аномалии максимальны и достигают величины $4,72 - 4,8^\circ\text{C}$. В качестве примера кривых такого типа на рис. 34 дано распределение температуры для скважины № 229 Ново-Елховского месторождения, а на рис. 35 — скважины № 3550 Ку-Акбаишской площади Ромашкинского месторождения.

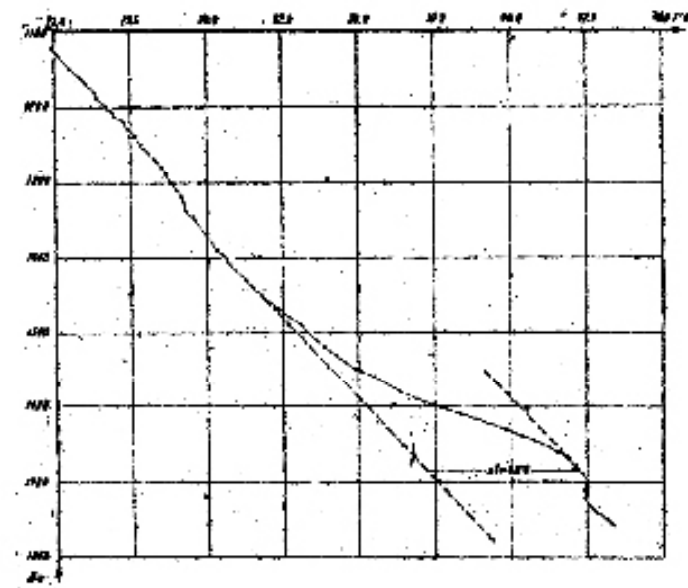


Рис. 35. Геотерма скважины № 3550 вблизи продуктивного горизонта D_1 .

Минимальная аномалия наблюдается на северо-востоке, т.е. в противоположной стороне Ромашкинской структуры, где она падает до величины $2,0 - 2,2^\circ\text{C}$. На рис. 33 была дана кривая одной из таких скважин. Другим примером может служить геотерма скважины № 5100, данная на рис. 36.

Аномалии отличаются не только своей амплитудой, но и протяженностью, т.к. они, эти две характеристики, по-видимому, связаны между собой.

Форму кривой аномалия, независимо от ее происхождения, удобнее всего анализировать на специальных графиках, построенных на основании приведенных кривых рис. 30 — 36. На этих графиках величина отклонения температуры ΔT от предполагаемого начального геотермического распределения нанесена как функция l — расстояния от кровли горизонта D_1 , который в данном случае

на участках, расположенных ниже горизонта D_r . На рис. 32 и 33 даны геотермы скважин № 206 Ново-Елховской площади и № 3587, расположенной на противоположном восточном склоне структуры. У скважины №206 образование ступеньки вызвано наличием перфораций пласта D_{1r} для которого она служит пьезометром, и некоторым смещением столба воды в этом районе.

Сходная форма нарушения может быть вызвана и совсем иными причинами. Исходя из того, что П. и П. на Ромашкинском месторождении имеют нефть ниже

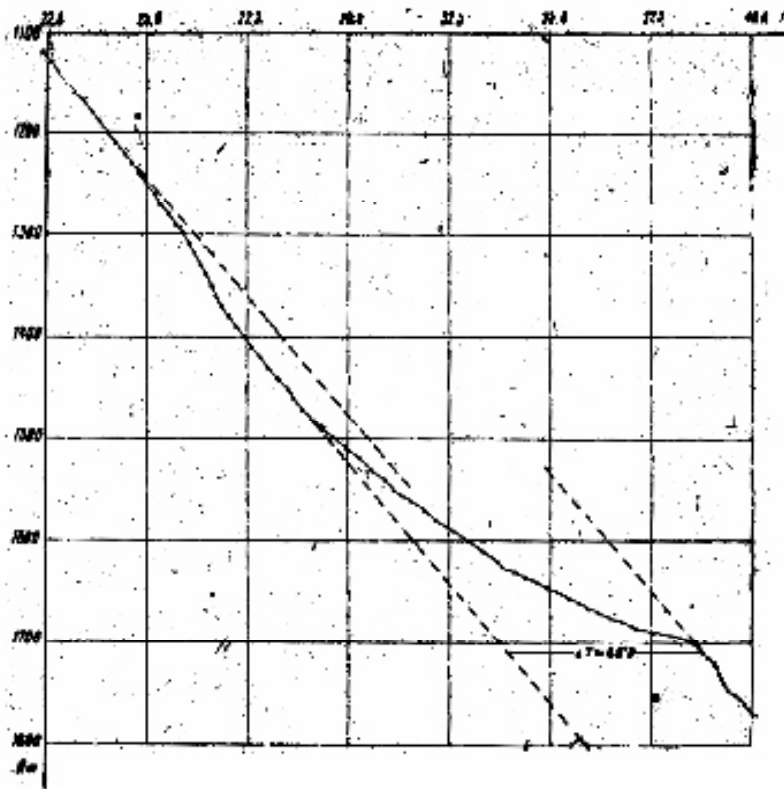
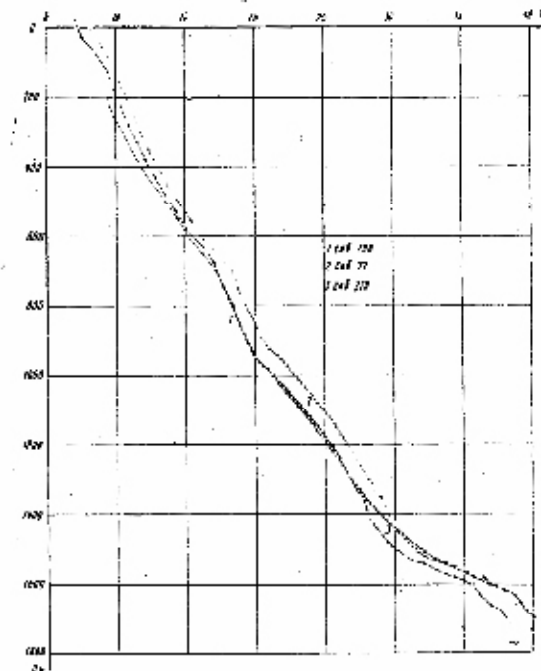


Рис. 34. Нижняя часть геотермы скважины № 229 Ново-Елховской площади.

пласте D_v эйфельского яруса среднего девона, расположенном непосредственно на кристаллическом фундаменте [81 - 82, 63 - 64]. Подтвердить эти данные пока нет возможности из-за того, что многие скважины, пробуренные до кристаллического фундамента, либо засорились, либо цементный мост в них и искусственный

которых не превышает нескольких метров, ошибка в ± 10 метров слишком велика. Учитывая, что температурные измерения при соответствующем развитии методики позволяют внести дополнительную ясность в распределение нефтеносности по площади аномалий, рассредоточенные D_r должны быть

Громадное в месторождения



следования
й горизонт
шкинского

Рис. 28. Сводный график геотерм скважин №№ 206, 77, 229, расположенных на южной, не разбуренной части Ново-Елховского месторождения.

§ 8. ФОРМА И СТРОЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ АНОМАЛИИ ВБЛИЗИ НЕФТЕНОСНОГО ГОРИЗОНТА

Природная нефть представляет собой сложную, многокомпонентную жидкость с весьма большим и разнообразным набором структур отдельных молекул

[74 - 76 и др.]. До сих пор не ясна схема образования нефти в недрах земли [77 - 79 и др.]. Не изучены до конца реакции, которые могут происходить в нефти.

В связи с этим нет единого мнения и о механизме выделения тепла, возникающего в процессе старения нефти [5, 49 - 50]. Нет ясности и в вопросах миграции нефти [77, 79]. Все это на настоящем этапе не позволяет дать правдоподобной картины происхождения теплового источника в нефтяных пластах. Совершенно очевидно, что на состав нефти и структуру ее молекул, кроме температуры и давления, как основных параметров, определяющих термодинамическое состояние системы, могут влиять:

1. Распад углеводородных молекул.
2. Их взаимодействие с разнообразными горными породами.
3. Реакции с водой и содержащимися в ней солями.
4. Распад радиоактивных элементов, вкрапленных в породы.
5. Наконец, химические превращения при ионизации всеми формами радиоактивного излучения.

Появление местного источника тепла, независимо от его природы, в отдельно взятом слое на произвольной глубине будет сопровождаться возникновением тепловой аномалии на кривой распределения температур с глубиной. Величина ее будет зависеть от мощности и протяженности источника и характера его изменения во времени.

Теоретическое решение этой задачи в случае стационарного процесса и ряда упрощающих предположений не представляет затруднений [6, 80]. В общем случае задача не решена и можно сделать только более или менее правдоподобные предположения.

На рис. 29 дана схема подключения к стационарному тепловому потоку f_0 местного теплового источника F в интервале АВ. Сплошными линиями нанесены геотермы установившегося режима, а пунктиром отмечены предполагаемые распределения температур в окрестностях источника при неустановившемся режиме. Среда на всем протяжении считается однородной, а задача одномерной. Возможны два частных случая, один из них - когда источник возникает практически мгновенно в момент времени $t = t_0$ и в дальнейшем при всех $t > t_0$ остается неизменным, т.е. $F = F_0 = \text{const}$. И другой - когда мощность источника растет со временем, т.е. $F = F(t)$.

В обоих случаях форма геотерм выше источника в области I и ниже его в области II будет различной, т.к. здесь на распределение температуры будет оказывать влияние стационарный начальный тепловой поток f_0 . В частности на рис. 29 изображен случай, когда прогрев пород этим тепловым потоком будет идти быстрее, чем увеличение температуры локального источника, вследствие чего начальный градиент температуры Γ_0 во второй области меняться не будет, а линия распределения температур с глубиной перемещается параллельно своему первоначальному положению.

Зонты D_1 у большинства скважин Ромашкинского месторождения совпадают (см. рис. 24 - 28 и др.). Однако есть и отклонения. В тех случаях, когда в кыновских отложениях прослеживается нефтеносный горизонт D_0 , а это чаще всего встречается на северо-западе месторождения, геотерма против этого пласта делает характерную ступеньку. В качестве примера подобной формы на рис. 31 приведена кривая с

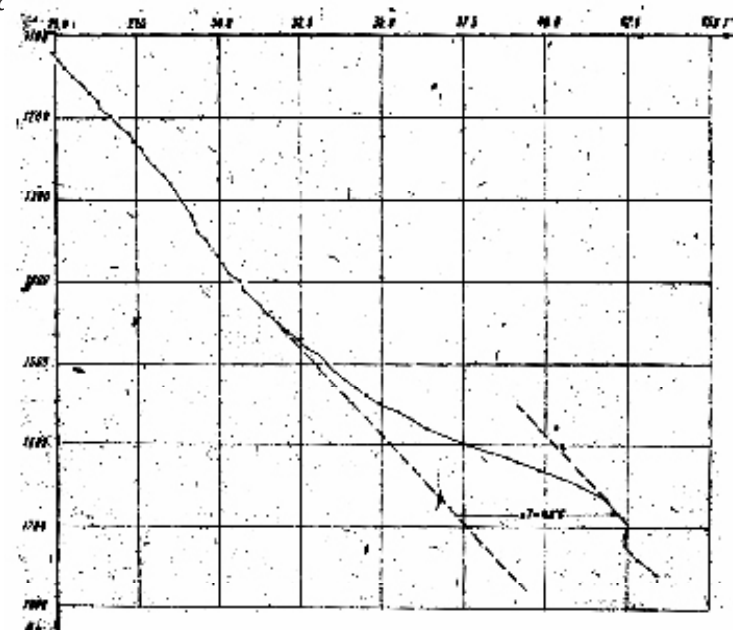


Рис. 33. Кривая распределения температуры вблизи горизонта D_1 для скважины № 3587, расположенной на неразбуренной площади на, восточной окраине Ромашкинского месторождения.

На этой же кривой видно отклонение градиента от его среднего значения Γ_0 в самом продуктивном горизонте D_1 . Это нарушение связано уже с деятельностью человека и вызвано проходом фронта закачиваемой холодной воды по нижней пачке пластов и начинающимся процессом охлаждения.

Нарушение наиболее характерной формы (рис. 30) может встретиться и

что форма геотермы ниже источника тепла не имеет участка с резким уменьшением величины температурного градиента. Это указывает на то, что в зоне II (рис. 29), расположенной ниже теплового источника, под влиянием начального теплового потока f_0 практически установилось стационарное состояние.

Для оценки мощности теплового источника можно воспользоваться формулой (II-12). Для скважины № 5006 величина аномальной температуры $T = 3,60^\circ\text{C}$, при $\Gamma_0 = 1,86^\circ$ изв. = 1620 м.

Откуда:

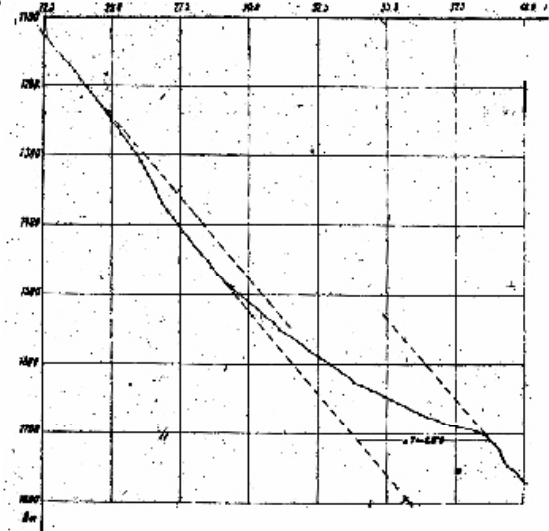
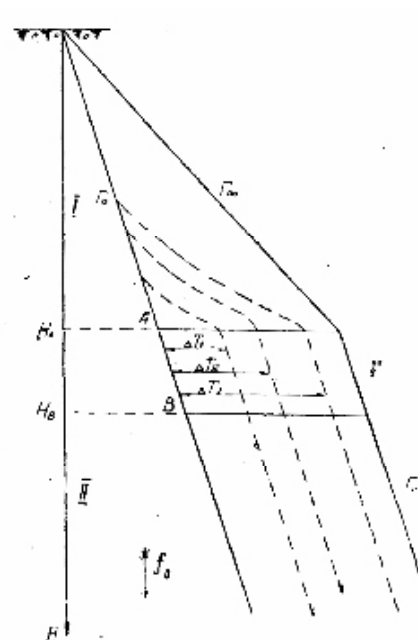


Рис.32. Кривая распределения температуры вблизи горизонта D_1 для скважины № 206 Ново-Елховского месторождения.

Полученное значение показывает, что тепловые процессы, происходящие в нефти только одного горизонта D_1 создают дополнительный поток, составляющий 10 - 12% от начального. Если учесть, что нефтеносны не только D_1 но и $D_0, D_{II}, D_{III}, D_{IV}$ - в верхнем и среднем девоне, не менее четырёх залежей - в каменноугольной системе и две в пермской, то станет очевидным, что нефть создает свой тепловой поток, не уступающий по величине начальному геотермическому. В эти оценки не входит тепло, генерируемое рассеянной нефтью и битумами, которые не создают заметных локальных аномалий, но несколько меняют, очевидно, наклон геотермических кривых.

Форма кривых аномального хода температуры вблизи продуктивного гори-

Генерируемое
где за счет этого о
случае установивши
ляться этим сумма



F отводится вверх,
 f . В стационарном
ника будет опреде-

Рис. 29. Кривые стационарного и нестационарного распределения температуры вблизи дискретного источника тепла в недрах земли.

Исходя из этого, отклонение температуры ΔT_∞ на глубине залегания источника H выражается как:

$$\Delta T_\infty = (\Gamma_\infty - \Gamma_0)H = \Gamma_0 \cdot H \cdot \frac{f}{f_0} \quad (2-$$

11)

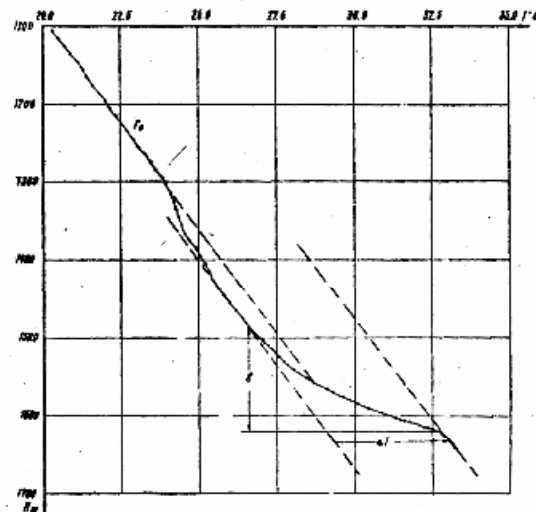
откуда можно получить формулу, определяющую величину теплового потока, созданного источником, если известно вызываемое им отклонение температуры от начальной геотермической:

$$f = \frac{\Delta T \cdot f_0}{\Gamma_0 \cdot H}$$

(2-12)

В более точной постановке нестационарная задача влияния локального источника на геотерму в настоящее время поставлена и решается в Казанском университте

Пока
оценке р
диоактив



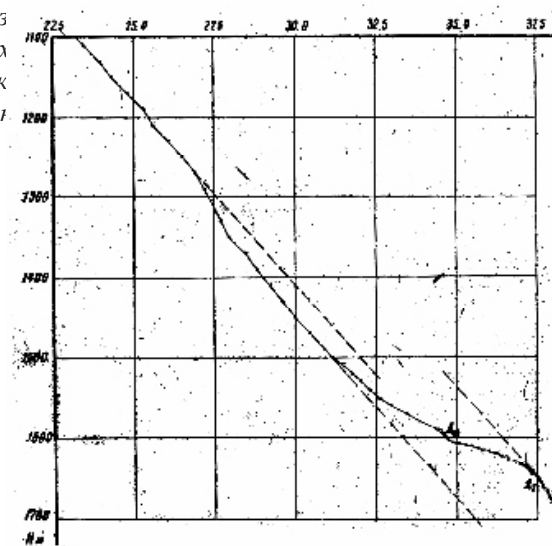
но пользоваться при
ым, как в случае ра-

Рис. 30. Кривая распределения температуры вблизи горизонта D_1 для скважины № 5006 Южно-Ромашкинской площади. Γ_0 - начальный градиент температуры для девонских обложений. ΔT - величина отклонения температуры за счет теплового источника в нефтяном пласте. l - зона влияния дополнительного теплового источника.

В качестве примера на рис. 30 приведено реальное распределение температуры с глубиной в нижней части скважины № 5006 Южно-Ромашкинской площади.

Начальный градиент Γ_0 для девонских отложений проведен по карбонатной толще фаменского яруса. Этот же градиент сохраняется и для карбонатных пачек более глубокозалегающих пластов и, что самое главное, Γ_0 имеет то же значение и для нефтеносного горизонта D_1 .

Изменение градиента в районе терригенных отложений верхнего девона на отметках -1320 -1420 метров обусловлено особенностями этих отложений и до конца пока не ясно. Эти отклонения наблюдаются повсеместно, как это видно из рис. 24 - 28. Для своей интерпретации они требуют сопоставления с геологическим разрез и мендыскими меченные отк как касатель



в доманиковых
ожалению, от-
ного градиента

Рис. 31. Форма тепловой аномалии вблизи горизонта D_0 и D_1 в скважине № 1200 Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения.

Форма геотермы при подходе сверху к продуктивному горизонту D_1 весьма напоминает неустановившееся распределение температуры вблизи локального источника тепла, который в данном случае отождествляется с нефтяным горизонтом D_1 . Резкий излом геотермы у самой кровли продуктивных пластов, как уже говорилось, служит при температурных измерениях своеобразным репером, по которому безошибочно можно производить привязку кривых по глубине. Из анализа большого числа измерений, проведенных на различных скважинах, следует,

др.], или, используя формулу (III-1) и средние значения коэффициента Джоуля-Томсона. Для наиболее распространенных условий залегания нефтяных и газовых месторождений его усредненные значения лежат в пределах [6]:

для воды: $\alpha = 0,018 - 0,024^\circ\text{C}/\text{атм.}$

для нефти: $\alpha = 0,040 - 0,060^\circ\text{C}/\text{атм.}$

для газа: $\alpha = 0,25 + 0,40^\circ\text{C}/\text{атм.}$

Как видно, для жидкостей он отрицателен и при расширении они нагреваются, для газов картина обратная и более ярко выраженная.

При измерениях температуры в контрольных и пьезометрических скважинах, если они достаточно удалены от зон закачки воды и отбора нефти или газа, можно пренебречь влиянием тепла дроссельного процесса на стационарное тепловое поле ввиду его малости. В большей степени это замечание относится к нефтяным месторождениям, эксплуатирующимся в режиме, когда пластовое давление выше давления насыщения и свободный газ в пласте отсутствует.

При недостаточной изученности стационарного теплового поля малые изменения температуры дросселируемой жидкости трудно пока отличить от флуктуации температуры, вызванной другими причинами. Таким образом, если сама величина изменения температуры в пласте, вызванная дроссельным процессом, будет мала, то ее изменения, связанные с неравномерным падением давления в литологически неоднородных пластах, будут еще меньше.

Совершенно иная картина складывается в призабойной зоне действующих скважин, где перепады давлений достигают больших величин и тепловые эффекты начинают играть заметную роль. Забойная температура наряду с дебитом и давлением может служить для определения эксплуатационных параметров пластов и скважин. Так как изменения температуры на забое в первом приближении пропорциональны перепадам давления, то по аналогии с пьезометрией возможны два пути исследований: изучение стационарных, не зависящих от времени, явлений в скважине и исследование переходных процессов [6, 96]. Температурные измерения, в отличие от измерений давления, значительно более сложны. Во-первых, уже потому, что сами эффекты по своей абсолютной величине на много меньше. В этом случае коэффициент Джоуля-Томсона является своего рода переводным множителем. Во-вторых, влияние помех за счет теплоемкости жидкости и пород, а также кондуктивной и конвективной передачи тепла на конечную температуру намного больше, чем влияние упругих свойств жидкости и пород на изменение давления. Наконец, температурные процессы в пласте необратимы, и охлажденный, скажем, длительной эксплуатацией забой газовой скважины нельзя нагреть до начальной температуры путем простого восстановления давления.

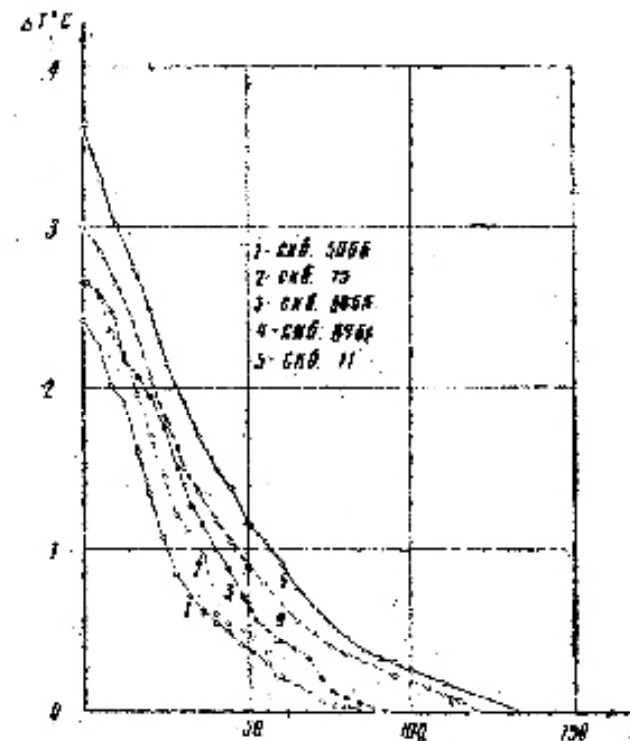
Учет всех этих факторов и составляет специфику температурных исследований в действующих скважинах. В большей степени все это относится к неустановившимся, переходным процессам. Поэтому, учитывая, что эксперимент в этой сложной области делает пока свои первые неуверенные шаги, в последующих

переходе от пашийских к кыновским отложениям.

Есть и другие веские доводы против литологической гипотезы происхождения аномалии. Дело в том, что тепловая аномалия над нефтеносными пластами существует не только на Ромашкинском, но и на большинстве других нефтяных месторождений, независимо от того, что является кровлей пластов, глины или другие плотные породы. На рис. 40 даны участки геотерм вблизи продуктивного угленосного горизонта для двух скважин № 93 и № 201, рассмотренного выше нефтегазового месторождения «Коробки». Размер аномалии для месторождения «Коробки» невелик, ΔT составляет соответственно 0,3 и 0,5°C, но форма полностью аналогична форме аномалии Ромашкинского месторождения. Интересно отметить, что скважина № 93 расположена далеко за контуром нефтяной залежи, но как и у скважин 8761 и № 11 - Ромашкинского месторождения, аномалия для нее существует, хотя и меньшего размера.

Рис. 39: вводный график кривых тепловой аномалии для скважин южного крыла Ромашкинского месторождения.

5 — скважина № 5006,
4 — скважина № 75, 3 — скважина № 6455, 2 — скважина № 6187, 1 — скважина № 11.



На рис. 41 даны участки геотерм для двух скважин месторождения «Гнединцы» Черниговской области. Величина аномалии у них средняя между Коробками и Ромашкино, форма

по-прежнему совпадает.

Над газовыми месторождениями, как это видно из геотерм (рис. 1.7), никаких аномалий не наблюдается, несмотря на то, что массивная залежь Коробковского 64 газового месторождения лежит над нефтяной и имеет газонепроницаемую кровлю, а Шебелинское газовое месторождение расположено в той же Днепровско-Донецкой впадине, что и нефтяное месторождение «Гнединцы».

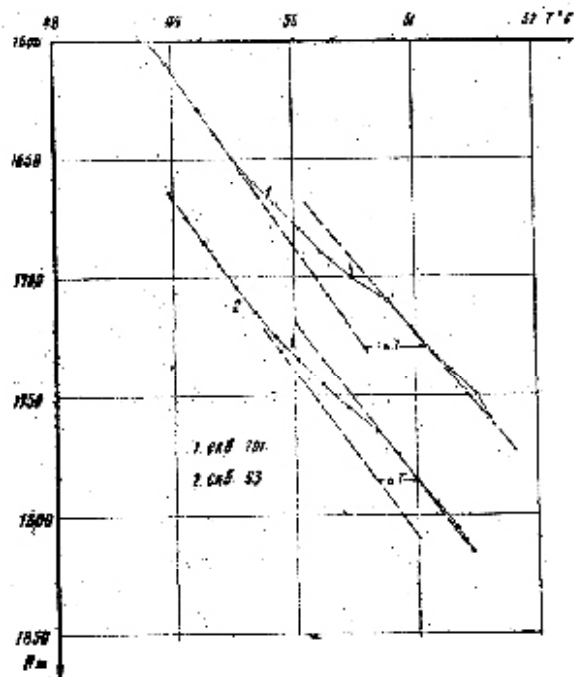


Рис. 40. Упругие геотермы скважин № 53 и № 201 Коробковского нефтяного месторождения вблизи продуктивного горизонта.

Все приведенные выше рассуждения относительно нефтяных пластов, как дискретных, локальных источников тепла носят предварительный характер. Необходима еще большая и длительная экспериментальная работа для окончательного выяснения этого интересного явления.

После, того, как теоретически будет решена задача о нестационарном распределении температуры вблизи дискретного источника тепла применительно к рассматриваемым условиям, сопоставление теории с экспериментальными кривыми позволит несколько продвинуть изучение этого явления. Однако, нельзя забывать о том, что в дифференциальные уравнения войдут несколько неизвестных; возраст источника, его мощность и зависимость этой мощности от времени, а также тепловые свойства пород. Аналогичное замечание можно сделать и по

и, в конечном итоге, стремится точно копировать поле давлений. Кроме того, температурное поле дроссельного эффекта совершенно не зависит от начального температурного поля пласта и от температуры нагнетаемой жидкости. Оно обладает свойствами суперпозиции по отношению к тепловым полям другого происхождения.

Существенная поправка к первому выводу внесена М.А.Гусейн-Заде и А.К.Колосовской [95], которые дали более точное решение основного уравнения для распределения температур в пласте и показали, что температурный перепад, возникающий в нем за счет дроссельного эффекта, будет описываться различными формулами для заводненной и незаводненной части пласта. В частности, в обводнившейся зоне пласта он не будет зависеть от времени.

Экспериментальным исследованиям термодинамических процессов в пласте и на забое действующих скважин посвящено пока всего несколько работ [6, 12, 96 - 97]. Все эти исследования носят предварительный пробный характер и лишь иллюстрируют возможности термодинамических методов в нефтегазопромысловой практике.

В наиболее общем виде изменение температуры за счет дроссельного процесса может быть выражено простейшей формулой

$$\Delta T_{\Delta p} = -\epsilon \cdot \Delta P$$

(III-1)

где ΔP - перепад давления, ϵ - коэффициент Джоуля-Томсона. При постоянной энтальпии, т.е.

$$...I = const$$

(III-2)

величина коэффициента Джоуля-Томсона связана с теплоемкостью системы C_p ,

ее объемом v и коэффициентом объемного расширения $\frac{1}{v} \left[\frac{dv}{dT} \right]_p$, следующим

$$\epsilon = \frac{1}{C_p} \left[T \left(\frac{dv}{dT} \right) - v \right]$$

соотношением
3)

(III-

Как видно из выражения (III - 3), не только величина коэффициента Джоуля-Томсона, но и его знак в сильной степени зависят как от физико-химических свойств жидкостей и газов, так и от условий их фильтрации в пластах.

Величину перепада температуры, возникающую при фильтрации жидкости или газа под действием гидродинамического напора можно получить из температурно-энтальпийных диаграмм, имеющих в целом ряде работ [5, 92 - 94 и

ГЛАВА III

ТЕРМОДИНАМИКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТОКА НА ЗАБОЕ СКВАЖИН¹

§10. РОЛЬ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ДИНАМИКЕ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ

Как эксплуатация нефтяных и газовых месторождений в режиме естественного истощения, так и промышленная выработка продуктивных горизонтов с использованием методов искусственного воздействия на пласт вносят свои, иногда весьма существенные, изменения в распределении начального или естественного теплового поля. Так же как и в случае статического поля на динамику пластовой температуры, в процессе разработки залежи влияют одновременно несколько причин. В первую очередь к ним следует отнести два основных фактора.

1. Вынужденный конвективный перенос тепла при закачке какого-либо рабочего агента в пласт с температурой, отличной от начальной пластовой.

2. Термодинамические процессы, вызванные перепадом давления в вырабатываемых горизонтах и некоторым изменением объема реальной пластовой жидкости в процессе фильтрации.

Оба этих явления дополнительно осложняются наличием анизотропии теплопроводности пород, слагающих как сами продуктивные отложения, так и их непосредственное окружение, а также перемещением жидкости по пластам, обладающим по их простиранию некоторой начальной разностью температур.

Как уже говорилось во введении, экспериментальному и теоретическому исследованию влияния вынужденного конвективного переноса тепла при закачке в пласты больших масс воды посвящена заключительная часть этой книги. В этой же главе будут лишь коротко рассмотрены вопросы, связанные с изменением температуры, вызванным эффектом Джоуля-Томсона.

К числу первых обстоятельных работ, выполненных в этом направлении, следует отнести исследования Б.Б.Лапука [92 - 94], рассмотревшего процесс фильтрации газо-нефтяной смеси с точки зрения основных начал термодинамики и показавшего дроссельный, изоэнтальпийный характер этого явления. Более детальное развитие, особенно в прикладном направлении, вопросы подземной термодинамики получили в работе Э.Б.Чекалюка [6].

В этой монографии, обобщающей его многолетние исследования, показано,

¹ В получении материалов, которые легли в основу данной главы и их интерпретации, принимал участие аспирант кафедры радиоэлектроники КГУ Неткач А.Я. что температурное поле, обусловленное дроссельным эффектом, образующееся в пористой среде, перераспределяется со скоростью конвективного переноса тепла

очень интересной работе [73], в которой авторы впервые связывают тепловую энергию нефти и возраст залежи. В полученном ими уравнении

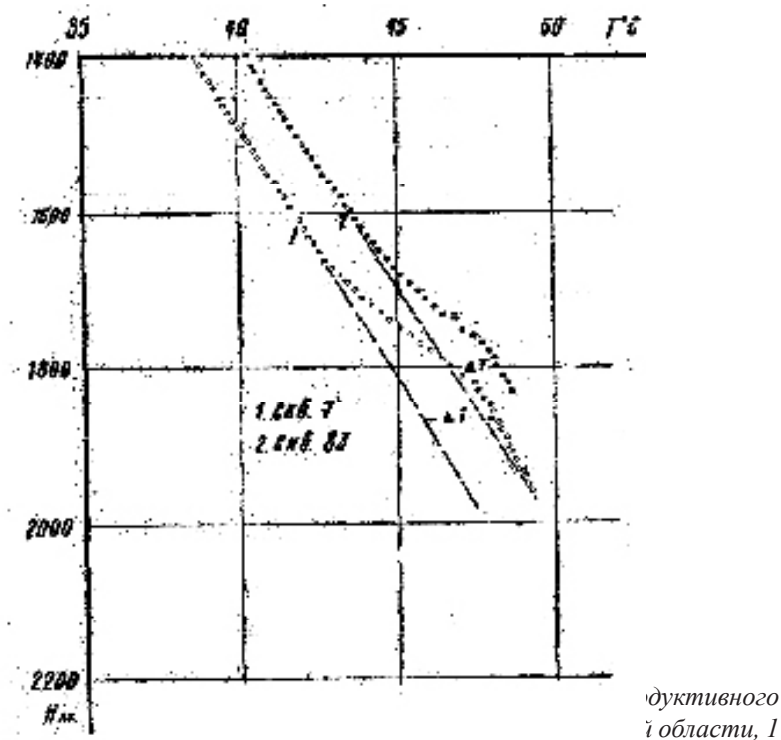


Рис.41. Распределение температуры по глубине для продуктивного горизонта
— скважина № 7, 2 — скважина № 83.

три неизвестных, e_0 — тепловая энергия нефти в момент $t = 0$, n — вероятность изменения энергии в единицу времени и само время t . Для его использования нужны какие-то дополнительные предположения об этих величинах. Несомненно одно, изучение тепловых аномалий в значительной степени изменит наши представления о тепловом поле земной коры.

§ 9. СТРУКТУРА ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ НАД РОМАШКИНСКИМ НЕФТЯНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ

Слабая тектоническая активность района, отсутствие нарушений и пологое платформенное залегание структурных ловушек, образующих месторождение, предполагают наличие однородного слабо меняющегося теплового поля. Действительно, максимальная разность отметок кровли продуктивного горизонта D_1 у внешнего контура нефтеносности и на куполе структуры Ромашкинского месторождения не превышает и 50 метров, что при среднем геотермическом градиенте в $2^\circ\text{C}/100\text{ м}$ должно было привести к температурной аномалии в 1°C . По крайней мере, такое заключение можно сделать, если за основу брать типичное распределение теплового поля, аналогичное тому, которое было обнаружено у Коробковского нефтегазового месторождения (см. рис. 20).

1°C - это все, что может обеспечить в данном случае классический механизм тепловой анизотропии пород в сочетании с конвективным теплопереносом для полого залегающих продуктивных слоев Ромашкинского месторождения. Реальное поле опровергает все самые смелые предположения, которые можно было сделать по этому поводу. Максимальная разность температур кровли пласта D_1 Ромашкинского месторождения достигает 15°C , т.е. в 15 раз превышает нормальное значение. Виновницей этого выступает нефть, образующая многоэтажную залежь, каждый продуктивный слой которой создает в вертикальном разрезе новый источник тепла, влияние которого распространяется на все нижележащие отложения. Именно на ниже, а не выше расположенные. Эта особенность и есть тот основной ключ, с помощью которого и можно раскрыть секрет структуры теплового поля этого уникального во всех отношениях нефтяного месторождения.

На рис. 42 дан температурный профиль с юга на север через Ромашкинское месторождение по линии скважин, указанном на рис. 23. Профиль построен по данным тех скважин, в которых, производились измерения температуры. Поэтому как рельеф местности, так и кривая продуктивного горизонта D_1 на рис. 42 не учитывают тех локальных изменений, которые претерпевают эти величины в промежутке между опорными скважинами. Это сделано не из соображений экономии времени или из-за недостатка данных, а ради удобства сопоставления изотерм с отметками стратиграфических горизонтов и рельефом местности. В данном случае шаг температурных измерений продиктовал и степень использования промысловых данных о рельефе и строении продуктивного горизонта. При построении, как это видно из рис. 42, принята линейная интерполяция между точками.

Чтобы не загромождать чертеж, нижняя граница горизонта D_1 заменена линией ВНК с отметкой — 1490 м на юге и — 1488 м на севере. При необходимости нижняя граница или репер «глины», отделяющей его от горизонта D_1 может быть восстановлена благодаря тому, что мощность горизонта D_1 меняется мало и повсеместно близка к величине $40 \pm 5\text{ м}$.

Наивысшей отметки кровля разрабатываемых пластов достигает на Аб-

Закупорка пластов на больших глубинах возможна не только за счет выдавливания глин под действием больших давлений, но и за счет переноса глинистых частиц при конвективном теплопереносе и при взаимодействии нефти с пластовой водой на границе ВНК с образованием тяжелых малоподвижных фракций.

Рост температуры пластов со временем может быть обеспечен не только бурным скачкообразным тектоническим движением, но и обычным плавным опусканием отложений под тяжестью накапливающихся вышележащих пород. Если бы не было вертикального перемещения отдельных участков земной коры, то солнце, воздух и вода давно сделали бы поверхность земли идеально гладкой.

Под действием атмосферных осадков, например, часть пород, залегающих на отметках выше уровня моря или речных долин, сносится с гор в низменности. В данном случае система стремится к минимуму потенциальной энергии в гравитационном поле Земли. Рост осадков в долине приводит к увеличению веса земной коры в этом районе и ее прогибанию. Замерить экспериментально такое вертикальное перемещение можно только тогда, когда заметное возрастание веса происходит в короткие геологические сроки. Так, по данным геодезистов Казанского университета, в прибрежном районе Казани под действием заполнившегося Куйбышевского водохранилища поверхность опустилась в среднем на 2,5 мм.

Как известно, земная кора лежит на полужидком слое из расплавленных пород. Опускание отдельных участков коры приводит к повышению давления в жидком слое и для установления равновесия необходим соответствующий подъем коры в тех местах, где сопротивление этому окажется минимальным.

Энергия этого движения берется от Солнца, а не от тепла земных недр, поэтому пока светит Солнце и есть на Земле атмосфера, земной рельеф будет непрерывно видоизменяться. А раз меняется рельеф, то будут изменяться и условия залегания осадочных пород, что в свою очередь будет видоизменять те

$$\frac{\phi}{T} = \frac{a}{b}$$

(II-17)

Откуда следует, что при принятых значениях a и P прирост давления за счет изменения температуры одинаков для воды и нефти и равен примерно 10 атм на 1°C .

Как видно, полученный прирост хотя и невелик, но в отдельных случаях крутопадающих пластов и высоких температурных градиентов он может быть достаточным, чтобы поднять давление в пласте до такого значения, которое будет превышать горное или геостатическое давление.

g_p — средний удельный вес вышележащих пород. При

$$P_n > P_{\text{горн}}$$

произойдет гидроразрыв в наиболее слабом месте кровли пласта и часть пластовой жидкости уйдет из замкнутого резервуара. Давление в нем упадет ниже горного, и образовавшаяся трещина закроется. Излившаяся жидкость устремится в верхние наиболее проницаемые пласты.

Если излившейся жидкостью будет нефть, то она создаст, как правило, в вышележащих пластах новую залежь, которая станет локальным тепловым источником. Через некоторое время за счет действия основного теплового потока земли температура нижележащей материнской залежи повысится на ΔT заданным верхним тепловым источником. Подъем температуры вызовет подъем давления и новый гидроразрыв пласта с очередным изливом жидкости, которая вторично образует нефтяную залежь и обеспечит новый цикл работы теплового импульсного насоса.

Справедливость проведенных рассуждений может быть подтверждена наличием в природе запечатанных залежей с аномальными пластовыми давлениями, превышающими обычное гидростатическое на ту или иную величину. У нас в Союзе такие залежи встречаются на Северном Кавказе. К ним относятся такие месторождения, как Карабулак-Ачалуки, Молгобек-Вознесенское, Хаян-Корт, Заманкул и другие. Пластовое давление в этих залежах на 170—330 атм превышает гидростатическое [90]. В Прикарпатье имеется нефтяное месторождение «Долина» с превышением пластового давления над гидростатическим на 20 атм [91]. Есть такие залежи и в Азербайджане и в Туркмении.

Не редкость они и в США, например, месторождение Рузвельтпуль и др. Подмечено, что число залежей с аномально высоким пластовым давлением растет с ростом глубины залегания [62].

драхмановской площади в центре месторождения (скв. № 811, 3424 3419), где ее абсолютная величина составляет $-1448 \pm 6,1$ м [84]. Наиболее высокие точки рельефа на данном профиле +280 м соответствуют также Абдрахмановской площади в районе скв. №. 3419. Правда и наиболее низкие отметки +120 м для скважины № 3424 относятся к этой же площади и расположены по соседству. Большая часть скважин №№ 3424, 811, 7, 5006, 75 и 6455 пробурены по берегам реки Степной Зай или в ее пойме. В целом же Ромашкино расположено на всхолмленной местности.

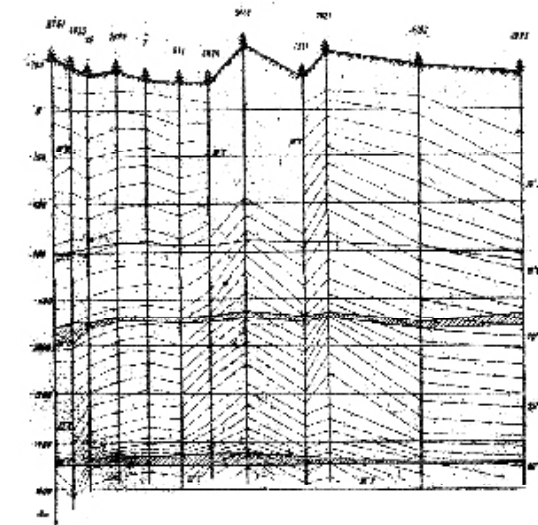


Рис. 42. Мери

месторож-

дения. Данные о залегании кристаллического, фундамента есть только в районе скважины № 5006, где его абсолютная отметка составляет -1595 м. Всего сто метров осадочных пород живетского и эйфельского ярусов среднего девона отделяют основной продуктивный пласт D_1 от кристаллического фундамента. Как уже говорилось, некоторая часть отложений живетского яруса имеет локальные залежи нефти. Например, всего несколько километров отделяют скв. №5006 и №.7 от литологически экранированной залежи нефти в горизонте D_1 .

Ни в одной из приведенных скважин не удалось измерить температуру поверхности кристаллического фундамента. Но оценить ее с некоторой ошибкой можно, если учесть, что кровля D_1 почти строго следует за поверхностью фундамента и расстояние между ними около 150 м.

Изотермы на рис. 42 нанесены через один градус. Такой, сравнительно крупный, масштаб выбран потому, что значительная часть скважин имеет геотер-

мы, снятые в своей верхней части по точкам через 20 или 50 метров. Такой шаг замеров не позволяет наносить изотермы с плотностью выше, чем через 1°C. Там, где геотермы определены более точно, в частности, вблизи горизонта D_1 уплотнению изотерм мешает масштаб графика. Кривые и так почти, сливаются друг с другом. 68

Как уже отмечалось в предыдущих параграфах, наиболее низкие температуры отмечаются на внешнем контуре нефтеносности. На данном профиле (рис. 42) они соответствуют скважинам № 6455 на юге и № 3595 на севере месторождения. Изотерма 30°C последней пересекает нефтенасыщающую часть пласта D_1 на севере, а на юге только касается ее. К центру месторождения идет постепенное нарастание температуры. Изотерма 38°C уже не достигает кровли продуктивного горизонта.

На общем плавном повышении изотерм к куполу структура имеются два прогиба в районе скважин № 811 и № 1311. По общему правилу, причины этих осложнений нужно искать не в особенностях строения кристаллического фундамента, а в строении вышерасположенных нефтяных залежей. В качестве примера на рис. 42 нанесены в виде заштрихованной полосы отметки турнейского яруса нижнего карбона.

Как и следовало ожидать, прогибы указанных выше пластов нижнего карбона соответствуют прогибу изотерм в девоне. Такое соответствие может быть только в том случае если эта залежь в нижнем карбоне не повсеместна, а занимает только возвышенные части структур. Данные анализа строения залежи в этих отложениях, приведенные в ТамНИИ (71 - 72), действительно указывают на локальное распределение этих залежей в наиболее возвышенных местах с разными отметками ВНК. Пока не создано теории влияния дискретных источников на тепловое поле, трудно по размерам локальной залежи определить, на какую глубину распространится ее влияние. В данном конкретном случае, размеры этих залежей достаточно велики, чтобы их влияние распространилось на 500 метров ниже и достигло горизонта D_1 .

Так как прогиб изотерм почти достигает поверхности, это означает, что и в залежах нефти других горизонтов мощность тепловых источников минимальна в разрезе этих скважин. У скважины № 1311 нужно иметь в виду, что для поверхностных слоев в ней большую роль играет впадина рельефа местности, влияние которой, учитывая размах амплитуд, может сказываться до глубины 500—600 метров.

В дальнейшем, при более тщательном изучении стационарного теплового поля Ромашикинского месторождения по данным температурных измерений можно будет не только выявить, но и очертить, все вышележащие нефтяные и битумные залежи. В качестве примера очень грубого приближения на рис. 42 по данным геотермических исследований нанесены отметки верейских отложений московского яруса среднего карбона.

Установление этой связи требует специального изучения.

Рассмотренный выше процесс вертикальной миграции нефти по трещинам наводит на мысль о существовании в природе любопытного механизма перетока пластовых жидкостей из одних изолированных пластов в другие. Этот механизм можно назвать «импульсным тепловым насосом». Сущность работы этого насоса состоит в следующем:

Пусть имеется плоский нефте- или водонасыщенный пласт, залегающий на некоторой глубине при фиксированной температуре. Кровля и подошва его газонепроницаемы. За счет каких-то вертикальных перемещений в земной коре весь пласт или его часть может опуститься в зону с температурой, превышающей начальную.

Если пласт не замкнут, то изменение температуры вызовет некоторое изменение объема жидкости и в пласте произойдет перераспределение давления.

В частном случае при повышении температуры закрытого пласта в нем поднимется давление. Действительно для объемного теплового расширения жидкостей, как и для твердых тел в узкой области, справедливо линейное соотношение [86 — 88]

$$v_t = v_o(1 + a \cdot T) \quad (II-14)$$

Коэффициент a для воды равен примерно $3 \cdot 10^{-4}$ 1/атм, а для нефти в несколько раз больше. Для Ромашикино, например, $a_H = 10 \cdot 10^{-4}$ 1/атм. Продифференцировав выражение (II—14), можно получить:

$$\frac{dv_r}{v_o} = a \cdot dT \quad (II-15)$$

Совершенно аналогичное выражение имеет место и для зависимости объема жидкости от давления [89].

$$\frac{dv_p}{v_o} = b \cdot dp \quad (II-16)$$

Коэффициент сжимаемости воды $b_B = 3 \cdot 10^{-5}$ 1/атм, а нефти $b_H = 10 \cdot 10^{-5}$ 1/атм. Приравняв выражения (II — 15) и (II — 16), можно получить с некоторой погрешностью, что

Для полноты картины следует отметить, что этот район Ромашикинского месторождения характеризуется и наибольшей крутизной склонов, самыми низкими значениями газового фактора нефти и минимальным значением давления насыщения, особенностями в вязкости и плотности нефти. Здесь собрались экстремальные показатели по многим параметрам.

На данной стадии изученности вопроса возможны два предположения:

1°. Накопление нефти в своде южного купола шло не сразу, а постепенно, причем заполнение ловушки началось с юго-западной части структуры, где сосредоточилась самая старая нефть. Поскольку на северо-востоке наблюдается минимальная тепловая аномалия у пласта D_1 , то считая, что величины ΔT и I зависят от возраста источника, можно согласиться с мнением многих авторов о том, что заполнение нефтью шло по линии с северо-востока на юго-запад, или наоборот. По - видимому, отметки кровли D_1 этого района были несколько выше, чем сейчас и погрузились потом. По южному выположенному участку Алтунино-Шунаковского прогиба, возможно, шел переток нефти между Ромашикинским и Ново-Елховским месторождениями, и породы в прогибе сохранили тепло, выделенное этой нефтью.

2°. Второе предположение кажется более вероятным. Суть его заключается в том, что повышенная крутизна склонов вблизи прогиба привела к тому, что в точках максимальной положительной крутизны произошли разрывы кровли нефтяного горизонта, и часть нефти из горизонта D_1 мигрировала по образовавшимся трещинам в вышележащие проницаемые слои и пропластки, дав начало новым залежам.

Какие факты говорят в пользу этого предположения? Из рис. 20 видно, что на Коробковской структуре отклонение изотерм от кровли соответствующих горизонтов наблюдается тоже на крутом, а не на пологом склоне, т.е. именно там, где возможны трещины и миграция газа из нефтяной в газовую залежь. Но в Коробках у нефтяного месторождения есть газовая шапка, поэтому именно газ оказался сверху и устремился в образовавшиеся трещины.

В Ромашикино нефть недонасыщена газом, поэтому вверх по трещинам могла перейти только жидкость.

Если юго-запад — основное место, где происходили вертикальные перетоки, то естественно, что все вышележащие структурные ловушки заполнены этой нефтью, и мы имеем в этом районе максимальное количество тепловых источников, поднявших температуру и в самом горизонте D_1 . Возможно, что этот нарастающий подогрев нефти в пласте D_1 привел к тому, что наиболее легкие фракции и растворенный газ мигрировали к куполу структуры, т.к. именно там наблюдаются и повышенный газовый фактор и наиболее высокие значения давления насыщения. Связь физико-химических свойств нефтей с температурой залежи очень важна для проблемы повышения нефтеотдачи месторождения.

Следует подчеркнуть, что детальные измерения потребуют учета большого количества всевозможных побочных факторов и, в первую очередь, измерения разности естественной радиоактивности отложений и подсчет того тепла, которое вносит каждый слой за счет радиоактивного распада ядер. Возможно, что этот тепловой источник будет соизмерим с теплом, выделенным в процессе старения нефти. Необходима точная привязка изменений геотермического градиента со стратиграфией залежи и сопоставление отложений как по их диалогическому составу, так и по тепловым свойствам. На результаты могут повлиять и физико-химические свойства нефтей и их изменения в различных частях одного и того же месторождения. Необходимо, наконец, научиться отличать влияние основного потока земли от местных эффектов, учитывать фокусировку этого потока самой изучаемой структурой, а также изучить, возможность влияния на температурное поле больших региональных структур типа Уральских гор для Среднего Поволжья, Татарского поднятия, или южного купола этого поднятия. Слишком много факторов влияет на температуру одновременно, и единственно правильный путь - это путь систематического, тщательного, экспериментального изучения и сопоставления полученных данных с различными гипотезами с последующим построением теории, явления.

Температура - пока один из немногих параметров, который исследуется по вертикали земной коры и поэтому дает очень много ценных сведений не только о строении слоев земли, но и о некоторых процессах, которые в них протекают.

Придет время и такие параметры, как сила тяжести, магнитное поле и другие величины, которые сейчас измеряются лишь на поверхности и дают в качестве показаний суммарную интегральную величину данного параметра, будут также дифференцироваться по вертикали. Это позволит исключить из рассмотрения самый верхний, наиболее активный слой земли и получить распределение того или иного параметра по поверхности более однородного кристаллического фундамента, а затем заглянуть и под него.

Однако вернемся к температурным профилям Ромашикинского месторождения. На рис. 43 приведен профиль месторождения с востока на запад. Рельеф местности на профиле и отметки кровли горизонта D_1 даны на этом графике с учетом сведений по всем пробуренным скважинам на выбранной линии разреза (см. рис. 17). Два факта позволили отступить от тех замечаний, которые были даны при описании предыдущего профиля — Север-Юг. Это достаточно плавный ход изотерм и кровли D_1 и отсутствие данных о температуре в верхних интервалах скважины вблизи поверхности. На примере профиля между скв. № 1200 и № 85 Миннибаевской площади видно, как сложно построен рельеф и на сколько несовершенна линейная аппроксимация температуры между скважинами.

Профиль на рис. 43 отчетливо односторонен. На востоке изотерма 30°C первой пересекает линию кровли продуктивного горизонта. За ней на пути в 25 - 28 км последовательно это делают изотермы с 31 до 37°C. К границам центральной

Павловской площади температура устанавливается и дальше до самых западных границ Ромашкинского месторождения она остается практически неизменной. Исключение составляет прогиб возле скважины № 85. Он вполне аналогичен тем, которые были разобраны на предыдущем профиле у скважин № 811 и № 1311. Если бы шаг измерений к востоку от купола был хотя бы вдвое чаще, то вероятно, по центру Павловской площади обрисовался бы такой же прогиб, как и у скважины № 85, т.к. куполообразная структура в нижнем карбоне, вероятнее всего, имеет симметричное строение.

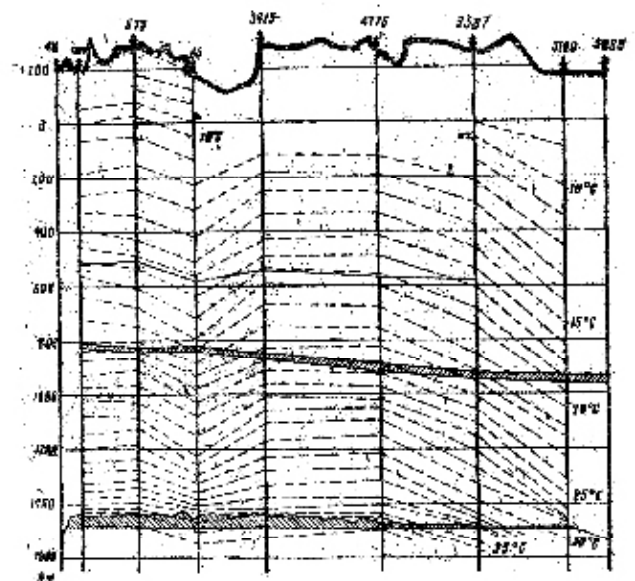


Рис. 43 Широтный температурный профиль Ромашкинского нефтяного месторождения.

Сплошными линиями на графике рис. 43 нанесены отметки турнейских и угленосных отложений. Первые — по промысловым данным, вторые — по температурным измерениям. Согласие повсеместно хорошее, лишь в районе скважины № 85 температурная аномалия лежит несколько ниже, чем отметка турнейского яруса по промысловым данным.

С точки зрения температурного поля, Ромашкинская структура асимметрична с востока на запад. Собственно то же самое имеет место и сеточки зрения, залегания пласта Д₁. Если средняя абсолютная отметка подошвы «верхнего известняка» для Абдрахмановской площади равна —1448,0 со среднеквадратичным отклонением $\pm 6,1$ м, то для Миннбаевской эти же цифры составят —1440,0 и

отклонения $\pm 7,2$ м, т.е. практически совпадают.

Без измерений трудно сказать, как поведут себя изотермы за прогибом и расположенным за ним Ново-Елховским месторождением. Однако, мало вероятно наличие резкого спада температуры на западном склоне. Спад температуры до 30° на кровле Д₁ можно ожидать лишь на склоне северного купола Татарского свода.

В будущем желательно продолжить геотермические исследования в более обширном районе (для выяснения особенностей теплового поля всего Татарского свода и прилегающих к нему впадин. К сожалению, на этом пути стоят значительные трудности. Многие разведочные скважины на территории Татарии, да и не только Татарии, ликвидируются, если в них не оказалось нефти, или остаются без присмотра и засоряются. Это не возвратимая потеря не только для геотермии, но и для будущих акустических, магнитных, гравитационных и других измерений скважин

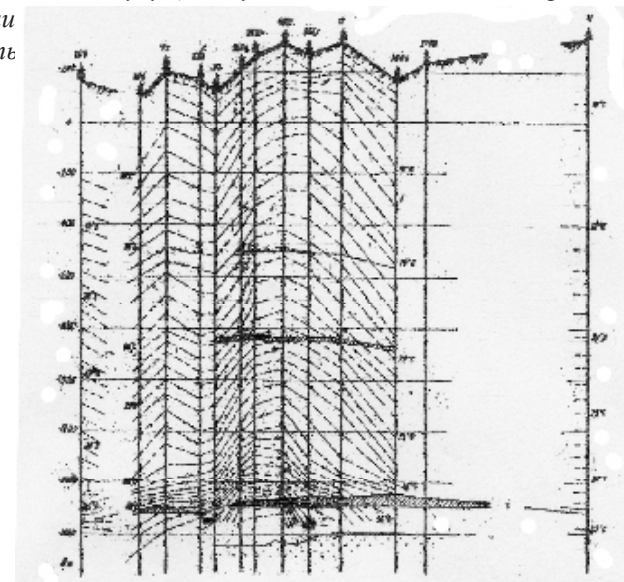


Рис. 44. Температурный профиль с востока на запад через Южно-Ромашкинскую, Зай - Каратайскую и Ку-Акбайскую площади Ромашкинского месторождения и южную часть Ново-Елховского месторождения.

Профиль на рис. 44 ставит перед исследователями весьма интересный вопрос: почему именно юго-западный склон Ромашкинского месторождения обладает самыми высокими температурами на всех отметках?

Исследования на Шебелинском месторождении проводились комбинированной дистанционной аппаратурой станции ЭДИС, описанной в I главе. Подбор скважин для измерений в значительной степени случайный. Основным критерием подбора служило наличие воронки на конце лифтовой колонны, ее приподнятость над забоем скважины и вскрытие в разрезе наибольшего количества продуктивных материалов. На рис. 50 приведены кривые распределения температуры и скорости потока, снятые комбинированным прибором ЭДИС на забое скважины № 160, эксплуатирующей свиту медистых песчаников. Скважина № 160 имеет 5" обсадную колонну, оборудованную не зацементированным фильтром в интервале от 1680 м до забоя, который отбивается на глубине 2395 м. 2,5" лифтовые трубы с воронкой на конце спущены до глубины 1935 метров и перекрывают, таким образом, верхнюю треть продуктивного горизонта. Измерения проводились дважды 11 и 13 июня 1966 г. при одном и том же дебите $Q=880.000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ В процессе исследований скважина эксплуатировалась по затрубному пространству.

Громадная длина продуктивного интервала (около 700 метров) обусловила выбор шага измерений, т.е. расстояния между соседними точками кривых, в 1 метр. Из-за недостатка времени, давление в скважине фиксировалось лишь в нескольких точках. Измеренные значения приведены в таблице (III-I).

Таблица III-I

Дата	Давление на устье в атм	Глубина замера в м	Давление на глубине замера в атм	Пластовое давление в атм
11.06.66	127	125	127,0	
		1930	145,5	
		1944	145,6	
		1971	145,9	~190
13.06.66	127	5	126,8	
		1981	145,5	
		2336	149	~194

Анализ этих данных показывает, что на всем протяжении ствол скважины и ее забой свободны от скопления жидкости и распределение давления соответствует чистому столбу газа.

На рисунке 50 немногочисленные работающие интервалы обозначены цифрами снизу вверх. В отличие от Ромашикинского месторождения, в скважинах Шебелинской залежи никакой тепловой интерференции пластов между собой не может быть. Расстояние, например, от второго до третьего продуктивного слоя настолько велико (250 м), что дебитомер четко отбивает увеличение скорости потока на 45 см/сек за счет расширения газа.

Выделение работающих пропластков значительно облегчается, когда одновременно с профилем притока снимается и термограмма действующей скважины. Так, например, в указанном выше интервале 2060-2320 м меж-

двух параграфах основное внимание будет уделено стационарным процессам на забоях действующих нефтяных и газовых скважин.

§ 11. ЭФФЕКТ ДЖОУЛЯ-ТОМСОНА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЗАБОЯХ ДЕЙСТВУЮЩИХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Интерпретация кривых установившегося распределения температуры по стволу действующих скважин возможна лишь при сопоставлении ее с кривой начального распределения температуры, т.е. с геотермой данной скважины. Так как при современном развитии геотермических работ снятие начального распределения температуры не входит в обязательный комплекс геофизических работ, проводимых перед сдачей скважины в эксплуатацию, то перед исследователями во весь рост встает задача восстановления начальной геотермы после того, как скважина пущена в работу. В общем случае, как это видно из материалов предыдущей главы, эта проблема не так проста, как кажется на первый взгляд, и требует детального изучения начального теплового поля месторождения.

В частном случае, для самого нижнего интервала скважины, для ее призабойной зоны, вопрос определения начальной геотермы несколько облегчается, если скважина имеет достаточно глубокий зумпф, где и после пуска скважины в эксплуатацию сохраняется начальное распределение температуры. Экстраполяция этого отрезка геотермы с учетом средней величины геотермического градиента на данном участке месторождения позволяет определить начальную температуру продуктивных пластов. Там, где требуется более высокая точность восстановления, необходимы специальные меры (см. § 6 главы II).

На рис. 45 дана типичная установившаяся термограмма действующей нефтяной скважины Т с двумя работающими пропластками I, II. Начальная геотерма обозначена T_0 . Для интерпретации экспериментальной кривой АБВДЕ необходимы согласно [6] дополнительные построения. Если пластовые давления в обоих работающих пластах одинаковы, также как и физико-химические свойства их нефтей, то после пуска скважины с постоянным забойным давлением и установления теплового равновесия между жидкостью и окружающими породами, температура против каждого пласта увеличится скачком на величину $T_I = T_{II} = B_0 B$ согласно выражению (III-1)¹.

Дросселирование нефти по всей площади воронки депрессии данной скважины создает в этой зоне местный источник тепла, который аддитивно накладывает

¹ В этом утверждении пренебрегают потерями напора на трение в интервале между нижним и верхним пластами.

вается на стационарное тепловое поле. Ситуация во многом аналогична той, которая описана в §§ 7 и 8. Разница лишь в том, что дроссельный источник

тепла имеет переменную мощность, зависящую от формы воронки депрессии, и возникает только после пуска скважины в эксплуатацию. Теоретически тут не может быть стационарного случая. Однако, при достаточно длительной работе скважины, как только сами породы продуктивного пласта, по которым фильтруется нефть, примут температуру дросселируемой жидкости во всем объеме депрессионной воронки, процесс можно считать установившимся. Нестационарность процесса сказывается в том, что тепло от пород, нагретых дросселируемой жидкостью выше начальной температуры на $\Delta T = f(P)$, будет за счет теплопроводности передаваться в кровлю и подошву пласта.

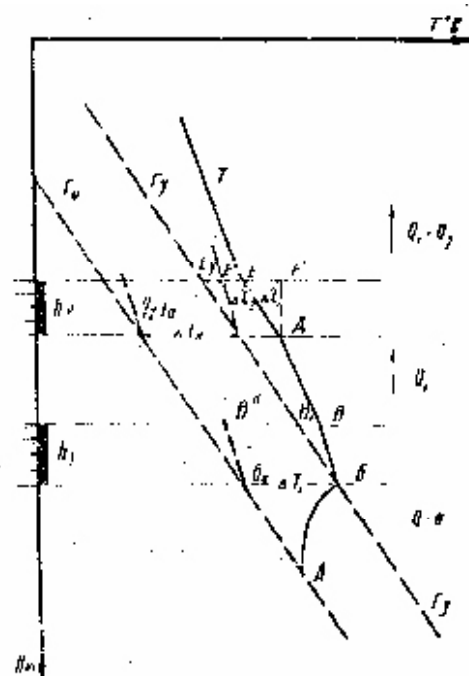


Рис. 45. График, иллюстрирующий нефтяную скважину. h_i - мощность нижнего пласта, h_e - мощность верхнего пласта, G_0 - геотерма скважины, G_y - условная геотерма, T - термограмма работающей скважины АБВДЕ.

Если мы, согласно методике, описанной в работе [6], проведем через точку Б термограммы условную геотерму G_y параллельно основной линии геотермического градиента, то ниже зоны притока обозначится отрезок АБ. Этот участок термограммы скважины характеризует степень прогрева подстилающих пласт пород от дроссельного источника тепла. Аналогичный участок имеется и выше кровли пласта, но его наблюдение затруднительно за счет тепла переносимого

Рис. 49. График кривой теоретического распределения температуры на забое газовой скважины.

Температурные измерения в действующих газовых скважинах представляют значительно больший интерес и практическую ценность, чем в нефтяных. Дело не только в большей величине эффекта, но и в том, что для большинства газовых и газоконденсатных месторождений температурные измерения могут являться единственным источником сведений о работе отдельных слоев многопластовой залежи. В сложных условиях эксплуатации месторождений с большим этажом газоносности конструкция скважин предусматривает спуск насосно-компрессорных труб до подошвы продуктивного горизонта либо подвеску их башмака в середине продуктивного интервала. Эта мера вызвана необходимостью естественной очистки забоя скважины, потоком газа от скапливающегося конденсата, воды, частиц породы и остатков глинистого раствора. При большой высоте продуктивной части газовой залежи, малой вязкости газа и подвеске труб лишь до кровли эксплуатационного горизонта забой скважины, как правило, засоряется, и все пласты, кроме самых верхних, выключаются из разработки [100].

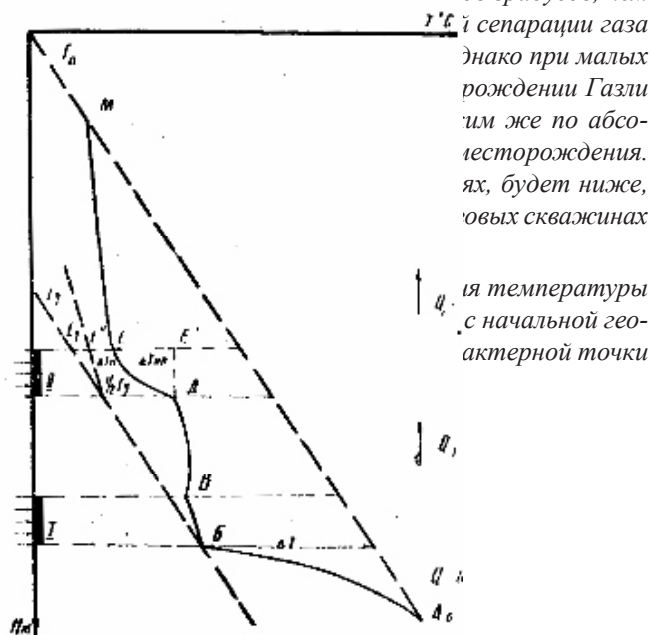
Большой дроссельный температурный эффект, вызываемый притоком газа, позволяет изучить дебит отдельных пропластков с помощью термометра через насосно-компрессорные трубы. Эта задача в значительной степени облегчается, если имеется возможность измерить дебитометром приток газа хотя бы из одного интервала, по которому можно прокалибровать температурную кривую по абсолютной величине притока. Все приведенные рассуждения и возможности термодинамических эффектов для практических нужд иллюстрируются на примере скважин Шебелинского и Коробковского газовых месторождений.

Шебелинское газовое месторождение расположено в северо-восточной части Украинской ССР, в так называемой Днепровско-Донецкой впадине. Оно приурочено к крупной брахиантиклинальной складке, вытянутой в северо-западном направлении. Размеры складки 8×2 км с площадью газоносности 200 км². Шебелинское поднятие разбито тектоническими нарушениями на ряд приподнятых и опущенных блоков с амплитудами смещения 50-100 м, что очень сильно затрудняет его изучение. Три основных продуктивных горизонта: нижний ангидритовый (НАГ), свита медистых песчаников (СМП) нижнепермского возраста и араукаритовая свита верхнего карбона (АСК), образуют этаж газоносности в 1200 м с общим зеркалом ГВК на отметке - 2250 м. В пределах всего этажа газоносности отмечается одинаковый химический состав газа (метан 92,4%,

благодаря положительному знаку коэффициента Джоуля-Томсона, сдвинута относительно начальной геотермы в сторону более низких температур (рис. 49). К ней приложимы те же рассуждения, что были развиты в предыдущем параграфе при анализе рис. 45. Разница заключается лишь в знаке перед дроссельным перепадом температур ΔT в уравнениях (III - 6, 8, 10, 11, 13, 14, 15, 17, 18). Для описания эффекта в нефтяных скважинах берется знак плюс, а для газовых знак минус.

Кроме знака, коэффициент Джоуля-Томсона для природных газов отличается и своей значительно большей абсолютной величиной, превышающей почти на целый порядок значения соответствующего коэффициента для пластовых нефтей. В связи с этим возможные температурные эффекты при перепаде давления в сотню атмосфер могут достигать нескольких десятков градусов, чем обычно и пользуются при газоконденсатных скважинах, как это имело место в Узбекистане, дроссельной величине, как и в газоконденсатных скважинах. Учитывая, что теплопроводность жидкостей, время будет соответственно

Второй особенностью на забое и по стволу геотермой (точка М на рис. 45) на термограмме нет.



восходящим потоком жидкости. При кратковременной остановке скважины можно наблюдать обе ветви кривой. Форма кривой теплопередачи от плоского источника переменной мощности будет несимметричной, т.к. на нижнюю ветвь будет влиять основной геотермический тепловой поток. При длительных сроках работы скважины и большой величине стационарного теплового потока земли f_0 отрезок АБ может выположиться, и излом в точке Б наблюдаться не будет. Такое распределение затруднит отбивку нижней границы притока.

Длина отрезка АБ₀ зависит как от мощности теплового источника, так и от времени его работы. После того как будет математически решена нестационарная задача распределения тепла вблизи плоского источника применительно к данным условиям. По величине отрезка АБ и форме кривой АБ можно будет судить о теплопроводности пород, т.к. время возникновения источника в данном случае известно точно. При тщательном анализе и высокой точности измерений на этой кривой должны найти отражение все резкие изменения режима работы скважины, т.к. мощность теплового источника прямо пропорциональна величине депрессии. Как уже говорилось в предыдущей главе, температура, в отличие от давления, хранит в своем распределении историю процесса и рано или поздно эта особенность температурного поля будет использоваться для практических целей. Крайняя медлительность перераспределения тепла накладывает серьезные ограничения на интерпретацию кривых изменения температуры на забое при остановке скважины или, наоборот, при ее пуске после длительного простоя.

Совершенно очевидно, согласно уравнению (III - 1), что для одного пласта небольшой мощности кривая изменения температуры при изменении режима (остановке или пуске скважины) будет качественно повторять ход изменения кривой давления [6, 96], однако количественная интерпретация требует дополнительного обоснования и учета теплообмена жидкости с окружающей средой. При наличии нескольких работающих пропластков картина еще более осложняется, и кривые изменения температуры должны сниматься для каждого продуктивного слоя отдельно и в случае наличия движения жидкости на забое интерпретироваться с учетом тепломассопереноса¹.

Кроме дроссельного эффекта и теплообмена, на реальной термограмме (рис. 45) отражается влияние и еще одного явления, связанного с калориметрическим

¹ Авторами накоплен большой фактический материал по измерению температуры на забое нефтяных и газовых скважин при их остановке и пуске. Однако, до сих пор не разработано достаточно надежной методики их количественной интерпретации. В связи с этим их обсуждение в данной книге не приводится.

смешиванием жидкости, поступающей в ствол скважины из участков пласта с

разной начальной температурой. (Эта разность возникает из-за наличия начального геотермического градиента Γ_0). Эффект калориметрического смешивания ответственен за отклонение участка БВ термограммы на величину BB_1 от условной геотермы и за изменение наклона кривой на участке ВД против второго продуктивного пласта на величину $EE' = \Delta t_1$.

Для рассмотрения эффекта калориметрического смешивания жидкости в районе продуктивного интервала нижнего пласта воспользуемся уравнением энергии для струйки сжимаемой жидкости в форме, данной в работе [98]. При установившемся течении разность энергии струйки для двух близких сечений 1 и 2 будет определяться выражением:

$$G \left(A + I + A \frac{W^2}{2g} \right)_2 - G \left(A + I + A \frac{W^2}{2g} \right)_1 = M + F \quad (\text{III} - 4)$$

где G - удельный весовой расход жидкости или газа, A - тепловой эквивалент работы, W - скорость потока, I - энтальпия, z - координата по вертикали, а g - ускорение силы тяжести. M и F - соответственно механическая и тепловая мощности, подведенные к системе извне.

Если поместить начало координат у подошвы пласта 1 и считать, что внешняя подведенная механическая мощность равна нулю, а на пути от сечения 1 до сечения 2 жидкость теряет часть тепла за счет калориметрического смешивания, то в дифференциальной форме уравнение (III - 4) примет вид:

$$q_1 \cdot z \left(Adz + u + A \frac{WdW}{g} \right) = -M$$

(III-5)

где: q_1 - удельный приток жидкости из единичной мощности пласта.

Тепло, потерянное жидкостью dF на пути dz может быть найдено по формуле:

$$dF = q_1 \cdot d \cdot c_p [T - (T_{01} - \Gamma_0 \cdot z) \pm \Delta T]$$

(III-6)

где: T - температура, установившаяся за счет калориметрического смешивания.

T_{01} - начальная температура подошвы нижнего пласта.

Дифференциал энтальпии, входящий в уравнение (III - 5), когда за независимые переменные выбраны P и T , определяется соотношением:

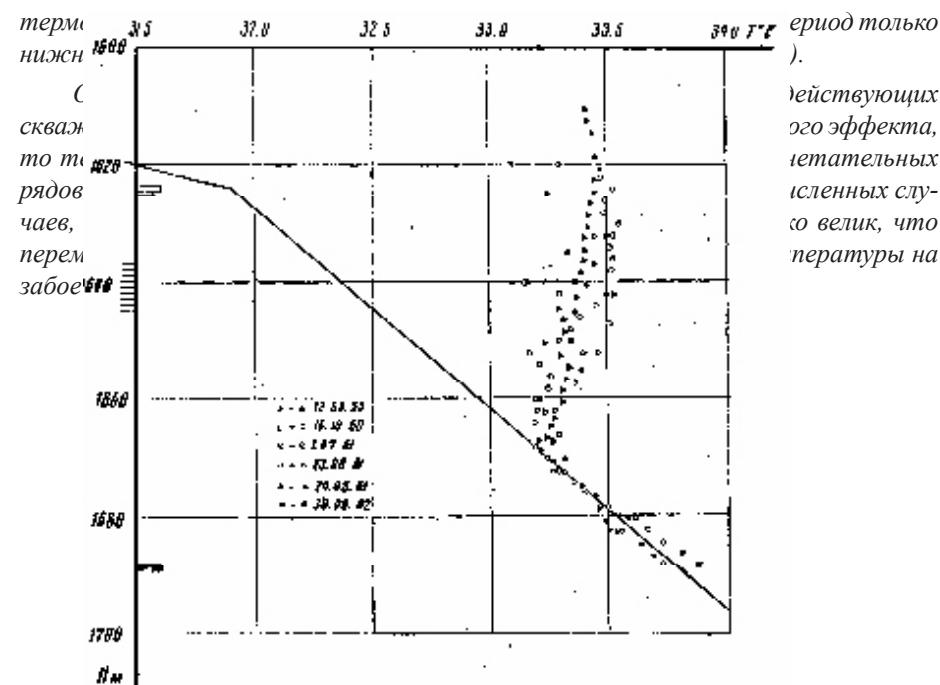


Рис. 48. Термограммы скважины № 1737 Южно-Ромашкинской площади. Перфорированы пласты "а", "б + в". Приток нефти наблюдался только из пласта "в" на отметке 1644 - 1645 м.

§ 12. АНАЛИЗ ТЕМПЕРАТУРНЫХ КРИВЫХ НА ЗАБОЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Теоретическая кривая распределения температуры на забое газовых скважин,

т.е. практически вдвое больше, чем для того же пропластка в скважине № 1729.

Даже допуская, что $e^{\alpha z}$ в скв. № 1729 несколько занижен из-за неустановившегося процесса, разница слишком велика, чтобы попасть в категорию ошибок опыта. Причина такой большой разницы лежит, по-видимому, в значительном различии физико-химических свойств нефтей. Во второй главе уже говорилось, что юго-запад Ромашкино наиболее сильно отличается по свойствам нефтей. Здесь самый низкий газовый фактор около $45 \text{ м}^3/\text{м}^3$, против $60 - 63 \text{ м}^3/\text{м}^3$ на центральных площадях в том числе и в районе скв. № 1729. Для проверки приведенной величины коэффициента Джоуля-Томсона на этой скважине 9.10. 1962 г. был проведен повторный замер температуры при установившемся дебите $Q_2 = 90 \text{ м}^3/\text{сут}$. Он дал те же результаты.

Нет никакого сомнения в том, что коэффициент Джоуля-Томсона различается для нефтей различных участков Ромашкинского месторождения. Более того, вполне возможно, что он различен даже для нефтей разных пропластков в одной и той же скважине, так же, как различны, например, их фотокалориметрические свойства [99 и др.]. Учитывая, что депрессии на Ромашкинском месторождении могут достигать сотни атмосфер, изменения температуры на забое нефтяных скважин будут соответственно меняться на 5 - 6 С, что вносит существенный вклад в тепловой режим месторождения.

Несмотря на всю сложность экспериментального исследования температуры в действующих скважинах, вопрос детального изучения дроссельного эффекта для нефтяных скважин стоит очень остро. В ближайшие годы на Ромашкинском месторождении начнется массовое охлаждение призабойных зон нефтяных скважин первых эксплуатационных рядов подошедшим фронтом охлаждения от закачки холодной воды в нагнетательные скважины (см. главу V). Эти первые малые изменения будет трудно фиксировать, если не будут достаточно детально изучены особенности дроссельного эффекта не только нефти в сухих скважинах, но и ее смеси с водой в обводненных скважинах.

К сожалению, очень большой экспериментальный материал, полученный авторами при многолетнем исследовании скважин №№ 56, 110, 631, 1720, 1729, 1734, 1735, 1736, 1737, 2100 и др. не может быть использован для определения эф, ввиду того, что температурные исследования велись в те годы (1959-1962) в отрыве от гидродинамических. Когда было установлено, что пластовые давления в различных пропластках одной и той же скважины могут отличаться на десятки атмосфер [19], стало совершенно ясно, что вычисление коэффициента Джоуля-Томсона по средним перепадам давления может только ввести в заблуждение относительно истинного положения вещей. Интерференционные явления в скважинах с несколькими пропластками также осложняют интерпретацию экспериментальных термограмм.

В качестве примера серии измерений (1959-1962 гг.) на рис.48 приведены

$$H = c_p T + \left[A - T \left(\frac{d}{T} \right)_p \right] R$$

(III-7)

Приравнявая между собой выражения (III - 5) и (III - 6) с учетом (III - 7), получим:

$$\frac{T}{d} + z \frac{p}{d} + \frac{A}{c_p} + \frac{W}{c_p g} \cdot \frac{W}{d} = -\frac{T}{z} + \frac{1}{z} (T_{o1} - \Gamma_0 z \pm \Delta T) \quad (\text{III-8})$$

8)

Не допуская большой погрешности, можно считать, что в пределах мощ-

ности пласта производные $\frac{dp}{dz}$ и $\frac{dW}{dz}$ будут величинами постоянными, а скорость линейной функцией от координаты z , т.е

$$W = b \cdot z; \frac{dW}{dz} = b$$

(III-9)

Решение уравнения (III - 8) имеет вид:

$$T(z) = \frac{c}{z} + T_{o1} - \frac{1}{2} \Gamma_0 z \pm \Delta T - \frac{1}{2} e \frac{p}{d} z - \frac{1}{2} \frac{A}{c_p} z - \frac{1}{3} \frac{b^2}{c_p g} z^2 \quad (\text{III-10})$$

10)

Постоянная интегрирования C - находится из условия:

$$\text{при } z = 0 \quad T(z) = T(0) = T_{o1} \pm \Delta T$$

откуда $C = 0$, и решение (III - 10) примет вид:

$$T(z) = T_{o1} \pm \Delta T - \frac{1}{2} \Gamma_0 z - \frac{1}{2} \left(e \frac{p}{d} + \frac{A}{c_p} \right) z - \frac{1}{3} \frac{b^2}{c_p g} z^2 \quad (\text{III-11})$$

11)

Для типичных условий, встречающихся при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, четвертым и пятым членами выражения (III-11) вполне можно пренебречь ввиду их малости. С учетом сделанного замечания, распределение температуры в нижнем продуктивном пласте будет линейным с градиентом, равным примерно половине начального геотермического и смещенным на $\Delta \pm T$ от начальной геотермы. В связи с этим на рис. 45 в пределах мощности пласта

проведена вспомогательная геотерма B_0B'' с наклоном равным половине Γ_0 . Эта линия оказывается параллельной отрезку BV реальной термограммы, т.к. от нее откладывается величина ΔT_1 для кровли пропластка. Аналогичные рассуждения могут быть проведены и для любого другого пропластка в пределах его работающей мощности, независимо от того, где он расположен.

Распределение температуры выше кровли нижнего продуктивного пропластка до подошвы следующего работающего пласта определяется в основном процессами теплообмена жидкости с окружающими породами и в сильной степени зависят от дебита. Так как этому вопросу посвящена IV глава настоящей книги, то на анализе участка ВД термограммы пока останавливаться не будем. Можно указать лишь на то, что при небольших перемиках между работающими пластами и их длительной эксплуатации, кривые теплопередачи верхнего и нижнего пластов в зоне перемика могут соприкасаться, и температурные воронки обоих пропластков сольются в одну общую.

Для определения формы отрезка DE можно снова воспользоваться уравнениями (III-5) и (III-6), которые в пределах второго пропластка запишутся в виде:

$$(G_1 + q_1 z) \cdot \left(Adz + d + A \frac{WdW}{g} \right) = -dF$$

(III-12)

и

$$dF = q_1 d \cdot c_p [T - (T_{o1} - \Gamma_0 z \pm \Delta T)]$$

(III-13)

Начало координат для уравнений (III-12) и (III-13) перенесено на подошву второго пропластка. Приравнявая выражения (III-12) и (III-13), получим:

$$\frac{dF}{d} + \Omega = -\frac{dF_{11}}{G_1 + q_1 z} + \frac{q_1}{G_1 + q_1 z} (T_{o1} - \Gamma_0 z \pm \Delta T)$$

(III-14)

где через Ω - обозначены члены второго порядка малости.

Решение этого уравнения имеет вид:

$$T(z) = \frac{C}{G_1 + q_1 z} + \frac{q_1 z}{G_1 + q_1 z} \left[T_a - \frac{1}{2} \Gamma_0 z \pm \Delta T - \frac{G_1}{G_1} \Omega - \frac{1}{2} \Omega z \right] \quad (III-15)$$

Постоянная интегрирования находится из условия при $z = 0$;

$$...T(0) = T_a$$

(III-16)

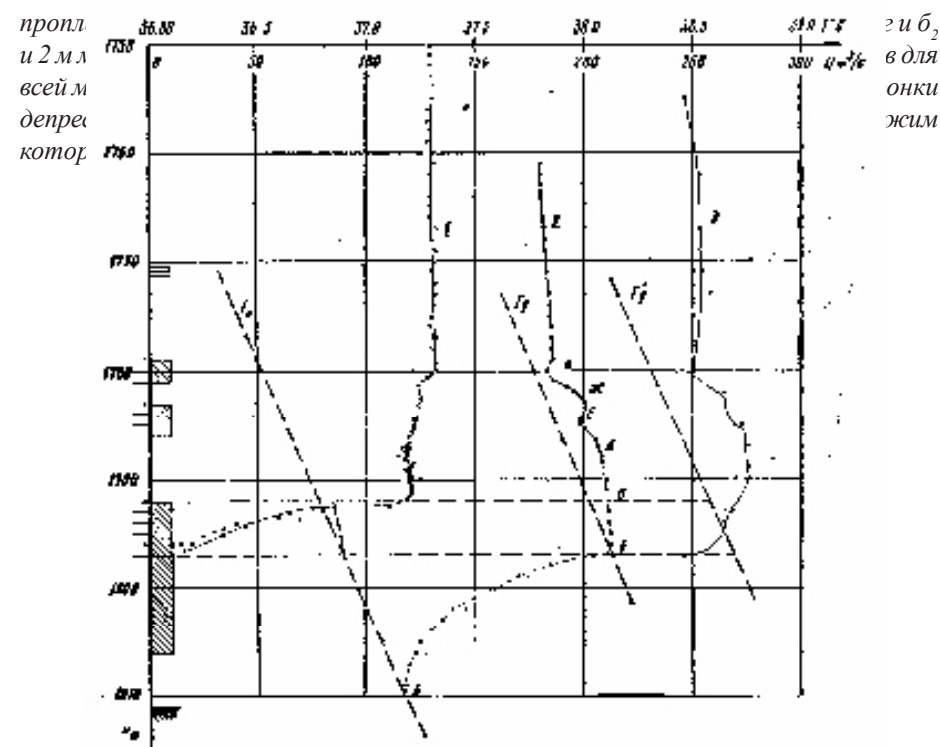


Рис. 47. Кривые распределения температуры (кривая 2, 3) и дебита (кривая 1) на забое скважины № 103 Лениногорской площади Ромашкинского месторождения. "б₁", "б₂", "z" и "d" - продуктивные пропластки. $Q_1 = 130 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_2 = 90 \text{ м}^3/\text{с}$.

Большое значение для практики имеет величина дроссельного эффекта на этой скважине, достигающая $\Delta T = 1,80^\circ\text{C}$. Коэффициент Джоуля-Томсона для нефти скважины № 103 равен

$$e_{\text{н.з.}} = -0,6^\circ\text{C} / \text{атм}$$

Участок АБ термограммы, длиной около 8 - 9 м, свидетельствует о достаточно длительной работе скважины. Участок БВ в интервале эффективно работающей мощности нижнего пласта также совпадает с теоретической кривой (рис. 45). Его наклон равен примерно $1/2 G_0$. На этом и заканчивается совпадение реальной и теоретической кривой.

Перемычка, разделяющая работающие пласты, как это видно из рис. 46, равна по мощности 10 м. Учитывая, что прогрев пород теплом дроссельного источника распространяется на глубину 8 - 9 метров (отрезок АБ термограммы), вся мощность перемычки испытывает влияние тепла как нижнего, так и верхнего работающего пласта. В тепловом отношении они интерферируют между собой, создавая единую возмущенную тепловую зону, для которой уже несправедливы рассуждения, приведенные выше. Рост температуры потока в районе рассматриваемой перемычки, т.е. в интервале 1692 - 1702 м, объясняется, видимо, тем, что за несколько дней до измерения скважина № 1729 довольно длительное время работала в режиме 190 т/сут, следовательно, температура потока в этом интервале достигла 33,6°C. По-видимому, тепловое равновесие пристеночных слоев пород еще не установилось после изменения режима работы. Из-за тепловой интерференции близко расположенных пропластков, формула (III-23), примененная к данным термограммы скважины № 1729, дает, по сравнению с данными дебитометра, не вполне точные результаты, завышая дебит верхнего пласта. Однако качественно термограмма отбивает работающие интервалы. Искажаящее влияние оказывает возможная разность коэффициентов Джоуля-Томсона у разных пропластков и различные давления в пластах по вертикали продуктивного горизонта.

Таким образом, перспектива использования высокоточных термометров в качестве дебитометров для скважин Ромашкинского месторождения весьма проблематична. Положение несколько облегчается тем, что конструкция скважин и условия их работы на этом месторождении позволяют применять для определения дебита от дельных слоев продуктивного горизонта обычные объемные и скоростные дебитометры различных типов [19 и др.].

Совершенно аналогичная картина наблюдается и на скважине № 103 (рис. 47), расположенной на Лениногорской площади по соседству со скважиной № 3 - первооткрывательницей Ромашкинской нефти на юго-западе месторождения. Дебит ее $Q = 130 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Измерения проведены 20.07. 1962 г. $P_{\text{пл}} = 171 \text{ ат}$, $P_{\text{заб}} = 141 \text{ ат}$. В ее разрезе перфорированы и работают пласты "б₁", "б₂" и "г". Пласты "а" и "в" отсутствуют, а "д" лежит ниже плоскости ВНК (-1497 м).

Скважина № 103 относится к самым ранним скважинам, начавшим работу в первом, так называемом "соте эксплуатационном ряду", пробуренном в 1950 г. За счет длительного периода эксплуатации величина отрезка АБ у нее несколько больше, чем у скв. № 1729 и достигает 14 м. Перемычки между работающими

где $T_{\text{вн}}$ - температура восходящего потока на уровне подошвы второго работающего пласта. С учетом (III-16) из (III-15) получаем, что

$$C = G_1 T_{\text{вн}}$$

и окончательно

$$T(z) = \frac{G_1 T_{\text{вн}}}{G_1 + G_1 z} + \frac{G_1 z}{G_1 + G_1 z} \left[T_{\text{о1}} - \frac{1}{2} T_{\text{с}} z \pm \Delta T - \frac{G_1}{Q} \Omega - \frac{1}{2} \Omega z \right] \quad (\text{III-17})$$

Как и в выражениях (III-11), членами, содержащими множитель Ω , при практических расчетах можно пренебречь.

В тех случаях, когда имеется только термограмма действующей скважины и отсутствует дебитограмма, на основании уравнения (III-17) может быть разработан метод количественного определения отношения дебитов пропластов.

При $z = h_1$ и пренебрежении членами с Ω , выражение (III-17) примет вид:

$$T(h_1) = \frac{G_1 T_{\text{вн}}}{G_1 + G_1} + \frac{G_1}{G_1 + G_1} \left(T_{\text{о1}} - \frac{1}{2} G_0 h_1 \pm \Delta T \right) \quad (\text{III-18})$$

откуда

$$T(h_1) = \frac{G_1 T_{\text{вн}}}{G_1 + G_1} + \frac{G_1}{G_1 + G_1} \left(T_{\text{о1}} - \frac{1}{2} G_0 h_1 \pm \Delta T \right) \quad (\text{III-19})$$

или:

$$G_1 [T(h_1) - T_{\text{вн}}] = G_1 [T_{\text{о1}}(h_1) - T(h_1)] \quad (\text{III-20})$$

Из чертежа на рис. 45, для нефтяных скважин имеем:

$$\begin{aligned} T(h_1) - T_{\text{вн}} &= EE' = -\Delta t_1 \\ T_{\text{о1}}(h_1) - T(h) &= EE'' = -\Delta t_2 \end{aligned} \quad (\text{III-21})$$

Равенство (III-20) с учетом (III-21) примет вид:

$$G_1 \cdot \Delta t_1 = G_1 \Delta t_2 \quad (\text{III-22})$$

или

$$\frac{G_1}{G_1 + G_2} = \frac{\Delta t_1}{\Delta t_1 + \Delta t_2}$$

(III-22)

Выражение (III-23) по форме почти полностью совпадает с формулой, данной Э.Б.Чекалюком в его книге [6], для определения расходов отдельных слоев многопластовой залежи. Из сопоставления равенств (III-23) и (XI-20) в [6] видно, что выражение (XI-20) из [6] дает заниженное значение расхода вышележащих пластов, т.к. ΔT_n из (XI-20) и Δt_2 - отличаются на величину

$$E_y E'' = \Delta T_n - \Delta t_2 = \frac{1}{2} \Gamma_0 h_1$$

(III-24)

Для небольших по мощности пропластков, когда h_n мало, разностью (III-24) можно пренебречь, и обе формулы (XI-20) из [6] и (III-23) будут давать совпадающие результаты. Однако в тех случаях, когда h_1 исчисляются десятками и сотнями метров, ошибки должны быть учтены, и формула (III-23) будет предпочтительнее.

На рис. 46 приведено распределение температуры и дебита на забое действующей нефтяной скважины № 1729, измеренное 27.07.62 г. приборами КГУ, описанными в I главе. Скважина № 1729 расположена в первом эксплуатационном ряду Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского месторождения. Она введена в строй 5.05.1957 г. и в течение всего периода работала со средним дебитом около 100 м³/с. Продукция скважины практически безводная. В продуктивном интервале горизонта Д1 этой скважины вскрыты перфорацией пласты "а", "б" и "г". Пласт "в" на этом участке представлен маломощными алевролитами, а "д", хотя и хорошо выражен в разрезе, но не вскрыт, т.к. частично обводнен.

Судя по дебитограмме рис. 46, пласт "а" не работает, т.к. не обеспечен влиянием закачки воды со стороны нагнетательного ряда, а свой упругий запас пластовой энергии он израсходовал в самом начале эксплуатации. Общий дебит скважины в 120 м³/сут обеспечивается работой двух пропластков "б" и "г" в объемах 44 м³/сут и 76 м³/сут. Пластовое давление в обоих работающих интервалах близко друг к другу и равно примерно 146 атм. Забойное давление на данном режиме 132,7 атм.

Начальная геотерма скважины проведена по трем точкам, соответствующим невозмущенному участку температурной кривой в зумпфе скважины, и по своей величине и наклону вполне согласуется с распределением стационарного теплового поля на описываемом участке месторождения. Условная геотерма Γ_y , согласно чертежу на рис. 45, привязана к точке Б термограммы, расположенной вблизи подошвы нижнего работающего интервала. Величина сдвига условной

геотермы равна $\Delta \Gamma = 0,4^\circ\text{C}$, откуда при известной депрессии $\Delta P = 146 - 132,7 = 13,3$ атм величина эффективного коэффициента Поиссона Томсона для нижнего пласта "г" равна

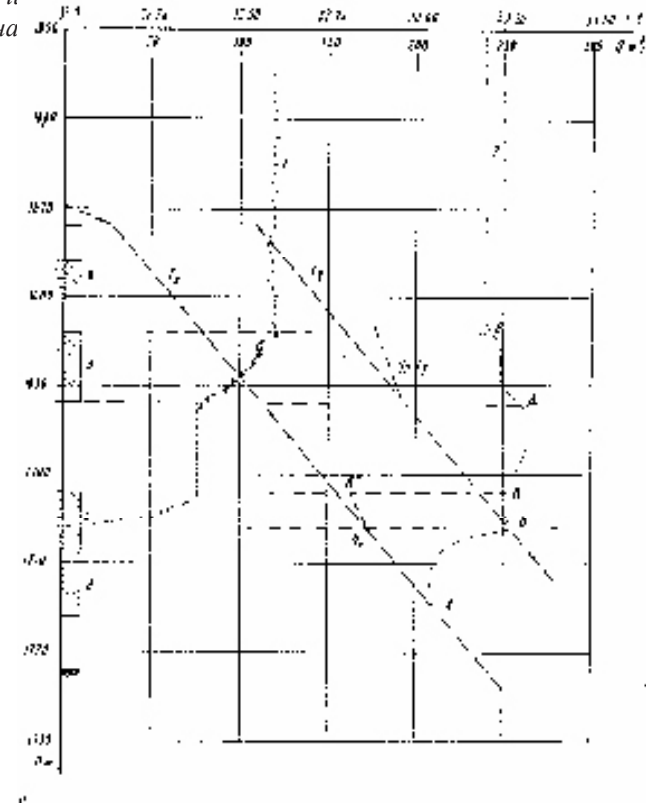


Рис. 46. Кривые распределения температуры и дебита на забое скважины № 1729 Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского месторождения. $Q = 120 \text{ м}^3/\text{с}$. Γ_y и $\Gamma_у$ - стационарная и условная геотермы скважины. Зоны перфораций обсадной колонны обозначены стрелками, а, б, г и д - продуктивные пропластки горизонта Д_г. 1 - дебитограмма, 2 - термограмма.

ГЛАВА IV

ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОС ДВИЖУЩИМСЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫМ ПОТОКОМ В СКВАЖИНЕ

§ 13. ТЕПЛОПЕРЕДАЧА ПРИ ДВИЖЕНИИ ЖИДКОСТИ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ ТРУБАХ

Распределение температуры по стволу действующих скважин, по сравнению с другими сторонами температурного режима месторождений, является наиболее изученным вопросом [5 - 7, 9, 18, 103 - 115 и др.]. Это вызвано тем, что методы теплового воздействия на призабойную зону нефтяных залежей с высоковязкой нефтью [120 - 126 и др.], добыча прогретых термальных вод [1, 2, 127 и др.], термолифт [128], наконец, обычная технология извлечения нефти и газа из недр земли или закачка воды в продуктивные горизонты требуют знания и учета тепловых взаимодействий при движении газожидкостного потока в скважине. Достаточно подробный обзор имеющихся теоретических и экспериментальных исследований в этой области сделан в монографиях [5 и 6]. В связи с этим в настоящей главе приведены лишь некоторые данные, необходимые для оценки входной температуры воды, закачиваемой в нефтяные пласты при законтурном и внутриконтурном заводнении залежи. Без точного знания вопросов теплового взаимодействия жидкости с породами при ее движении от устья до забоя скважины, невозможны детальные расчеты динамики температурного поля продуктивного горизонта при закачке в него больших объемов воды с температурой, отличной от начальной пластовой. Попутно с этим решается вопрос о возможности использования температурных кривых на забоях нагнетательных скважин для определения величины эффективных мощностей интервалов поглощения.

При выводе математического выражения, описывающего зависимость распределения температуры по высоте скважины от ее дебита Q и времени t , используется уравнение энергетического баланса [98]. Точность и универсальность полученного решения зависят от полноты учета физических процессов и взаимодействий, проходящих в потоке по мере его движения по стволу скважины в том или ином направлении. Обычно учитывается потенциальная и кинетическая энергия и внутренняя энергия с упругим запасом (энтальпия или теплосодержание) [98], Э.Б. Чекалюк выделил член, учитывающий эффект дросселирования [6]. В уравнение энергетического баланса можно ввести и члены, учитывающие потери энергии на трение потока о стенки труб $K_{тр}$ и распределенный по длине источник тепла Φ . В качестве последнего может служить тепло, поглощаемое выделяющимся из нефти газом при снижении давления в системе, либо электри-

ду 2 и 3 пластами, по данным дебитомера, можно было бы выделить участок притока на глубинах 2080 м или 2250 м. Однако термограмма показывает, что никакого дросселирования газа на этих участках не происходит, и разброс показаний дебитомера обусловлен флюктуациями скорости потока, вызванными либо турбулентным течением газа по трубам, либо тем фактом что обсадная колонна в этом интервале представляет собой фильтр, свободно подвешенный в открытом забое скважины. Можно только удивляться тому, что весь поток газа движется внутри обсадной колонны, значительно облегчая интерпретацию результатов. По-видимому, сильная засоренность заколонного пространства остатками глинистого раствора или обвалившейся породой служит одной из причин малой величины эффективно работающей мощности свиты медистых песчаников. На глубинах выше 1930 м, где из-за перепуска лифтовой колонны дебитометр не работает, выделение продуктивных интервалов базируется на данных термограммы (пласты 5,6, 7),

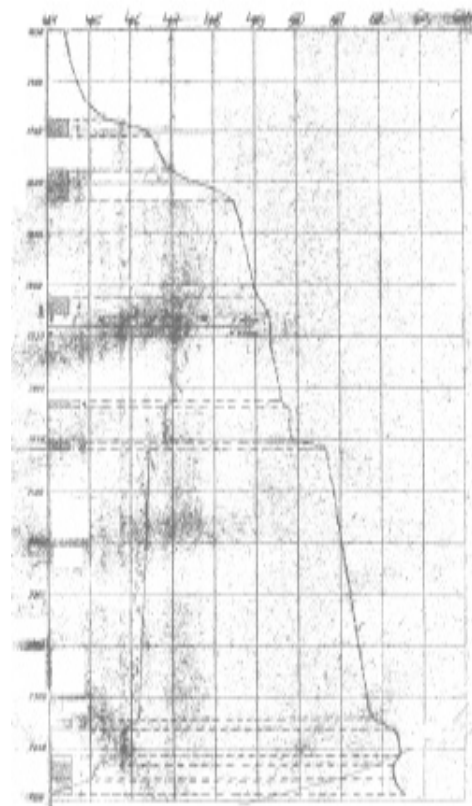


Рис. 50. Кривые распределения температуры и скорости потока на забое скважины № 160 Шебелинского газового месторождения, эксплуатирующей интервал свиты медистых песчаников (СМП) нижней Перми.

Светлые точки - температура, темные - скорость потока. Забой скважины оборудован незацементированным фильтром с глубины 1680 м. Номерами 1 - 7 снизу вверх обозначены интервалы притока.

Как видно из рис. 50, кривые распределения скорости потока и температуры на забое скважины № 160

качественно рисуют одну и ту же картину работы продуктивной зоны. Для количественного сравнения воспользуемся теми теоретическими положениями, которые были изложены в параграфе 10 данной главы.

На рис. 51 в укрупненном масштабе даны кривые нижнего участка скважины в районе 1 и 2 пласта. Шкала дебитов двойная: n — число оборотов в сек турбинки дебитомера с шагом $d = 15$ см и W — скорость потока в 5» обсадной колонне в см/сек.

$$\overline{W} = d$$

(III-25)

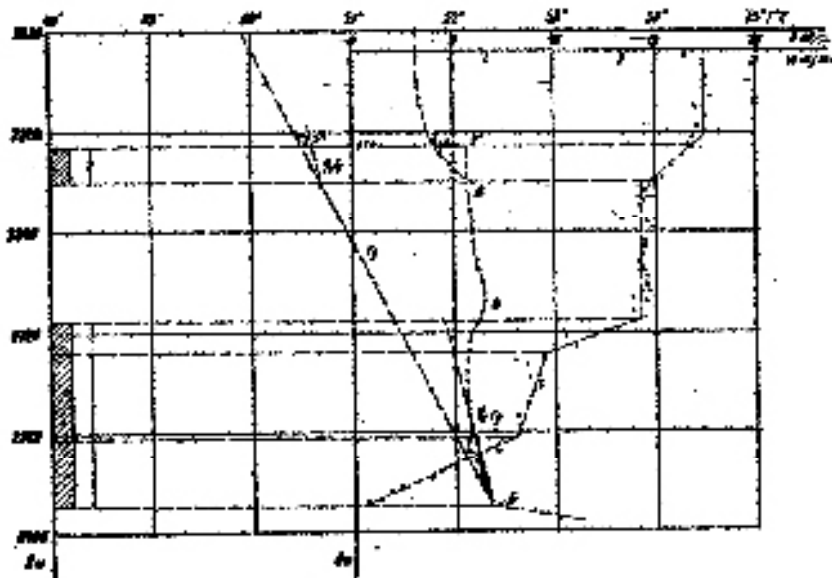


Рис. 51. Распределение температуры и скорости потока скважины № 160 в районе 1 продуктивного интервала (см. рис. 50).

Γ_y — условная геотерма, $\Delta T_n = EE'$, $\Delta T_n = E'E$ ».

Пересчет к объемному дебиту в забойных условиях осуществляется по формуле

$$U_{\text{заб}} = Wst \quad (\text{III-26})$$

26)

где s — площадь сечения трубы, по которой поднимается поток газа, а I — вре-

перепад давления для подошвы пласта

$$\Delta P_1 = \frac{\Delta T_1}{e_{эфф}} = \frac{1,8}{0,245} = 5,2 \text{ атм.}$$

Таким образом, у подошвы пласта давление за обсадной колонной равно 78,8 атм и при вертикальном подтоке газа на восьмиметровой толще пород теряется 6,6 атм. Совершенно очевидно, что перевскрытие этого интервала повторной перфорацией примерно вдвое улучшит продуктивность скважины.

Определенный для скважины № 328 эффективный коэффициент Джоуля-Томсона, равный 0,245°С/атм, справедлив только для дросселирования влажного газа без дополнительного смешивания его с водой, находящейся на забое скважины. Кривая распределения давления на рис. 57 показывает, что в интервале 1362 — 1383 метра ее наклон соответствует 1 атм на 10 м, т.е. зумпф заполнен чистой водой. Выше зоны притока до самого устья градиент падения давления равен 0,42 атм на 10 м, т.е. соответствует влажному газу. (Диаметр лифтовой колонны 3". Скорость подъема газа 5,0 м/сек и дебит около 200.000 м³/с, $P_{буф} = 57$ атм).

На скважине № 382 влажный газ из пласта дросселирует в водяной столб на забое скважины. Казалось бы, что при равенстве объемов выносимой вместе с газом воды, т.е. равенства потерь при калориметрическом смешивании газа и жидкости, эффект снижения температуры будет одинаковым в установившемся режиме, как при дросселировании в газовую среду, так и в жидкость. Опыт же

показывает, что для скважины № 382 $e_{эфф} = 0,1^\circ\text{С/атм}$, т.е. в два с половиной раза меньше. Причина, по-видимому, заключалась в том, что при дросселировании газа в жидкость он образует в ней отдельные мелкие пузырьки с избыточным давлением за счет кривизны поверхности раздела

$$\Delta P_{изб} = \frac{2s}{r}, \text{ где}$$

s — поверхностное натяжение на границе газ-вода, r — радиус пузырька. Это и приводит к снижению эффективного значения коэффициента Джоуля-Томсона.

Можно было бы и дальше продолжить разбор примеров особенностей работы отдельных скважин на разных месторождениях, но и из приведенных данных вполне ясно, что без тщательного изучения термодинамики не может быть полноценных гидродинамических исследований скважины, не говоря уже о статике и динамике теплового поля месторождения в процессе его разработки.

мя, за которое подсчитывается дебит. Для подсчета дебита при атмосферном давлении можно воспользоваться выражением:

$$\frac{P_o V_o}{P_{заб} V_{заб}} = \frac{R_o}{\alpha \cdot R_{заб}}, \quad (III-27)$$

откуда

$$V_o = \frac{P_{заб} V_{заб} t_o}{\alpha \cdot T_{заб}} \quad (III-28)$$

P и T — давление, объем и абсолютная температура, индекс 0 относится к атмосферным условиям, заб. — забойным, R — газовая постоянная, α — коэффициент сжимаемости.

Зумпф скважины № 160 засыпан частицами породы и затвердевшим глинистым раствором, и искусственный забой установился у нижней кромки притока. Эта особенность не дает возможности экспериментально определить невозмущенную дроссельным эффектом начальную геотерму скважины на участке ниже точки B_{000} на рис. 49. Поэтому невозмущенную температуру на глубине 2395 м приходится брать ориентировочно в 70°С согласно геотерме скважин № 200 рис. 17 с геотермическим градиентом $\sim 0,027^\circ\text{С/м}$. С этим наклоном на рис. 51 и проведена через точку Б условная геотерма Γ_y . Исходя из полученного перепада температуры в точке Б, равного примерно $17,5^\circ\text{С}$, и величины депрессии на пласт в 43 — 44 атм получим эффективный коэффициент Джоуля-Томсона:

$$e_{заб} \approx \frac{0^\circ\text{С} - 17,5^\circ\text{С}}{194 \text{ атм} - 149 \text{ атм}} \approx 0,4^\circ\text{С}$$

Термограмма на участке БВ дает очень мало сведений о работе нижнего пласта как с точки зрения развитой теории, где определен лишь наклон этого участка, равный примерно $1/2 \Gamma_y$, так и непосредственно из эксперимента. Как видно, на линию $1/2 \Gamma_y = 0,0135^\circ\text{С/м}$ ложатся не все экспериментальные точки.

Полная количественная характеристика этого интервала может быть получена из кривой распределения скорости потока. На рис. 51 этот участок состоит из трех пропластков с разной проницаемостью. В сумме они обеспечивают более трети общего дебита скважины.

Для второго работающего пласта (2323 — 2330 м) на основании соотношения (III — 23), или его модификации, можно по перепадам температур ΔT_H и ΔT_{HH} на рис. 51 определить отношение дебитов и сопоставить их с реальным соотношением, полученным на кривой распределения скорости потока.

$$\frac{G_2}{G_1} = \frac{\Delta T_n}{\Delta T_n} = \frac{0,3^\circ C}{1,2^\circ C} \approx 0,2$$

По кривой скорости потока это же соотношение равно:

$$\frac{n_2 - n_1}{n_1} = \frac{W_2 - W_1}{W_1} = \frac{\Delta W}{W_1} = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{G_2}{G_1} = \frac{7,4 - 4,2}{4,2} \approx 0,2$$

Как видно, соотношения дебитов, полученные разными путями, близки друг к другу.

Для пластов 3 и 4 рис. 52 получим соответственно:

$$\frac{G_3}{G_1 + G_2} = \frac{\Delta T_n}{\Delta T_n} = \frac{0,8^\circ C}{6,6^\circ C} \approx 0,1$$

$$\frac{G_4}{G_1 + G_2 + G_3} = \frac{0,2^\circ C}{7,4^\circ C} \approx 0,03$$

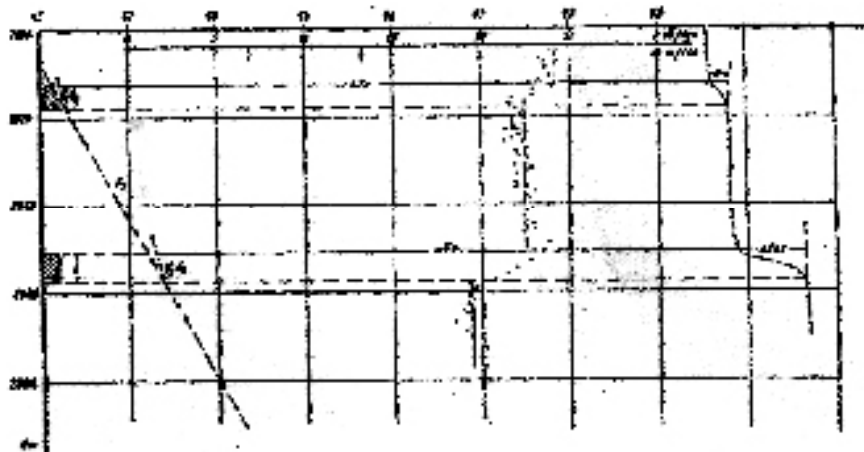


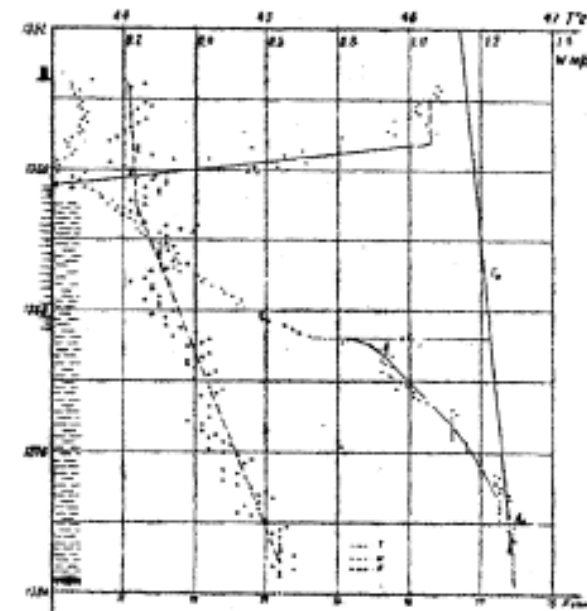
рис. 52 Распределение температуры и скорости потока в районе 3 и 4 пластов скважины № 160 (рис. 50).

и из кривой дебитов:

Рис. 57 Кривые температуры и скорости потока по скважине № 328 Корса

Т. к. в скважине не было

В закрытом скважине факт, что температура не достаточна для того, чтобы



по скважине

по облегчает

84 атм. Тот факт, что температура воды, также не достаточна, чтобы

Через ΔT_1 на рис. 57 обозначен дроссельный перепад температуры у подошвы верхнего пропластка намырского горизонта, через ΔT_2 перепад у его кровли. Зная пластовое и забойное давления, а также ΔT_2 — не трудно определить эффективное значение коэффициента Джоуля-Томсона при дросселировании влажного газа.

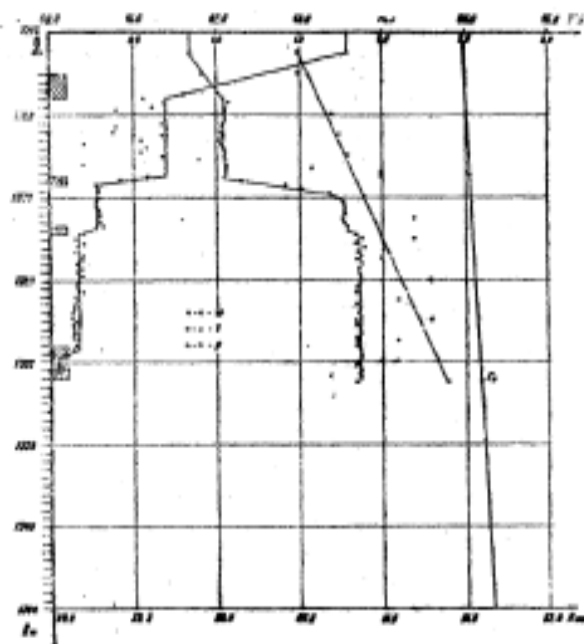
$$e_{эф} = \frac{4,5 - 3,5}{8,0 - 2,2} = \frac{2,9^\circ C}{1,8 атм} = 0,245^\circ C / атм$$

По известному коэффициенту Джоуля-Томсона можно определить теперь

картину притока, зафиксированную дебитометром, но и дает возможность заглянуть за обсадную колонну и утверждать, что приток газа к скважине идет по отдельным трещинам коллектору. Чтобы это утверждение стало более очевидным, на рис. 57 приведены данные еще одной скважины Коробковского месторождения № 328, эксплуатирующей лежащий под нижне-башкирским наюрский продуктивный горизонт.

Рис. 56. Распределение части скважин области.

В этой скважине интервал перфораций 6" имеет совсем и показывает, что приток обусловлен геотермометром после скважины № 382, а плавно нарастает до подошвы верхнего из трех четко выраженных пропластков наюрского горизонта, затем делает скачок в полградуса и выходит плавно на начальную геотерму. Участок АБ, в данном случае единственный, который совпадает с теоретической кривой на рис. 49.



призбойной лгоградской

ия очень узкий интервала рная кривая звидностью чал, а узость тельно, терм-отерме, как

$$\frac{n_3 - n_2}{n_3} = \frac{2.5 - 0.5}{0.5} \approx 0.5,$$

$$\frac{n_4 - n_3}{n_3} = \frac{4.3 - 2.5}{2.5} \approx 0.7$$

Наконец, для пластов 5, 6, 7, по данным термограммы (рис. 53)

$$\frac{G_5}{\sum_{i=1}^4 G_i} = \frac{0.9^\circ C}{9.5^\circ C} \approx 0.041,$$

$$\frac{G_6}{\sum_{i=1}^5 G_i} = \frac{1.6^\circ C}{0.4^\circ C} \approx 0.4,$$

$$\frac{G_7}{\sum_{i=1}^6 G_i} = \frac{1.2^\circ C}{0.4^\circ C} \approx 0.3$$

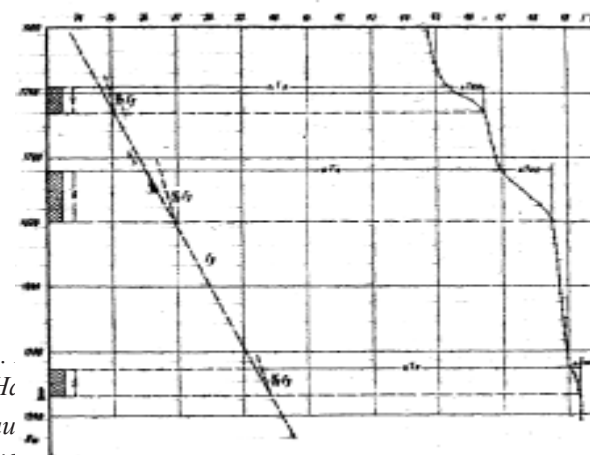


Рис. 53. Притока. Н

Учи величине

соответственно: $Q_5 = 88.000 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_6 = 106000 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_7 = 28000 \text{ м}^3/\text{с}$. Анализируя данные, полученные для дебитов пластов из температурной кривой, можно

те 5, 6, 7 зоны при- и,

по абсолютной шия 5, 6, 7 пластов

отметить достаточно хорошее их совпадение в пределах 3 — 5% с данными дебитометра. Резкое расхождение в три раза наблюдается только для четвертого пласта. Здесь возможны две причины расхождения:

1°. Пластовое давление, а следовательно, и депрессия в этом пласте, отличается от пластовых давлений в других рабочих интервалах. Термограмма дает возможность подсчитать величину депрессии, а следовательно, и $P_{пл}$ на этом участке, предполагая, что состав газа одинаков для всей залежи и средний коэффициент Джоуля-Томсона в $0,4^\circ\text{C}/\text{атм}$ справедлив для любого интервала.

Допустим, что отношение приростов температур для этого пласта равен 0.09 (по дебиту), а не 0,03 как дает реальная термограмма, т.е.

$$\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{\pi}} = 0,09,$$

тогда $\Delta T_{\pi} = \frac{0.2}{0.09} = 2,4^\circ\text{C}$, но ΔT_n , как следует из теории, развитой в предыдущем параграфе,

$$\Delta T_n = T(h_4) - \left(T_o - \frac{1}{2} h_4 T_o - \Delta T \right) \approx 2,4^\circ\text{C}.$$

По данным рис. 52

$$\frac{1}{2} T_o h_4 = 0,8^\circ\text{C},$$

Начальная геотермическая температура на кровле четвертого пласта равна 60°C , а $T(h_4) = 49,6^\circ\text{C}$, тогда:

$$2,45^\circ\text{C} - 49,6^\circ\text{C} - (60^\circ\text{C} - 0,08^\circ\text{C} - \Delta T), \text{ откуда}$$

$$\Delta T = -13,03^\circ\text{C}, \text{ и}$$

$$\Delta P = \frac{1,9}{0,4} = 4,75 \text{ атм.}$$

Для всех остальных пластов перепад равен 45 атм, следовательно, при сделанном допущении о величине e пластовое давление в интервале 2016,5 — 2019 м на 12.5 атмосфер меньше, чем во всей остальной залежи.

На этом примере показано еще одно замечательное качество термограммы как источника информации о пласте. По совместным измерениям давления, дебита и температуры на одном режиме можно установить наличие разности в пластовых давлениях по вертикали продуктивного горизонта. Для того, чтобы обнаружить это с помощью только манометра и дебитометра необходимо измере-

ее будет $0,027^\circ\text{C}/\text{м}$, что совпадет со средним градиентом для других скважин и говорит косвенно в пользу того, что депрессии в пластах 2 и 4 примерно равны друг другу. По расчетно-условной геотерме и среднему коэффициенту Джоуля-Томсона находится разность в депрессии для пласта 1. В случае равновесного распределения давления по вертикали и равенства депрессий в пластах 1, 2, 3, 4 температура

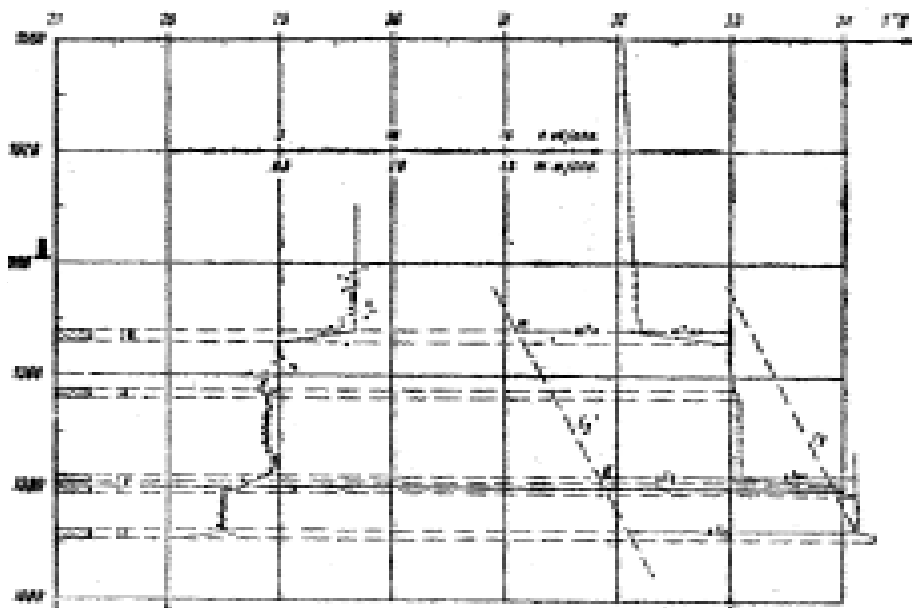
у подошвы первого пласта должна совпадать с температурой расчетно-условной геотермы на этой отметке, т.е. быть равной $32,14^\circ\text{C}$. Ее реальное значение $34,28^\circ\text{C}$. Разность в температуре $2,14^\circ\text{C}$ или в депрессиях.

$$\Delta P = \frac{2,1^\circ\text{C}}{0,4^\circ\text{C} / \text{атм}} = 5,3 \text{ атм.}$$

Однако такие хорошие, почти идеальные условия для измерений и теоретической интерпретации температурных кривых, как на Шебелинском месторождении, встречаются не всегда. Чаще всего они осложнены какими-либо неблагоприятными факторами. На Газлинском месторождении в Узбекистане это крайне малые величины депрессий, а значит температурных эффектов, на Ромашкино вопрос дополнительно осложняется тепловой интерференцией между близко расположенными пластами и другими факторами. На многих газовых месторождениях измерения и интерпретация затрудняются наличием на забое отстойной воды. Примером такого месторождения могут служить «Коробки» Волгоградской области. Краткая характеристика его, карта расположения скважин и профиль даны во II главе (рис. 19 и 20). Судя по проведенным исследованиям, на этом месторождении добывается влажный газ с содержанием воды около 0, 1 % по объему в пластовых условиях.

На рис. 56 приведены кривые распределения скорости потока, температуры и давления на забое скважины № 382 газовой залежи «Коробки». Скважина эксплуатирует нижнебашкирский горизонт. Имеет 5'' обсадную колонну с интервалом перфораций 1318 — 1344 м. Воронка на конце лифтовой колонны расположена на глубине 1317 м, оставляя открытым весь продуктивный интервал. Распределение давления против продуктивных пластов показывает, что удельный вес газожидкостной смеси потока равен примерно $0,56 \text{ г}/\text{см}^3$, что соответствует наличию отстойной воды, через которую пробулькивает газ. Приток на забой уже влажного газа и его дросселирование в воду делает коэффициент Джоуля-Томсона сложной функцией и затрудняет количественную интерпретацию термограммы. Однако и в этом случае наличие температурной кривой облегчает анализ работы пласта.

Из дебитограммы рис. 56 следует, что приток газа идет через отдельные отверстия перфорации. Места притока на рисунке отмечены заштрихованными прямоугольниками. Температурная кривая не только качественно подтверждает



Таким образом, температура выходящего газа на кровле четвертого пласта должна быть равна (точки М):

$$32,20 - 1,15 = 31,05^{\circ}\text{C}.$$

Для второго пласта, по аналогичным рассуждениям:

$$\frac{n_2 - n_1}{n_1} = \frac{Q_2}{Q_1} = 0,8 = \frac{\Delta T_{*}}{\Delta T_n} = \frac{1,0}{x},$$

Дата замера	Глубина замера в м	Давление в атм	Пластовое давление
15.06.66	0	116	
	500	120	
	1000	124,5	
	1400	128,5	
	1589	130	162-163 атм

Если через точки IУМ провести расчетно-условную геотерму, то градиент

ние не менее чем на двух установившихся режимах для нефтяной скважины и на трех для газовых. Из этого примера видно, насколько комбинированные приборы облегчают анализ работы скважин и пластов.

2°. Второй возможной причиной расхождения данных дебитомера и термометра может быть отличное от среднего значения эффективного коэффициента Джоуля-Томсона. В свою очередь, это может быть вызвано не только различным химическим или компонентным составом газа, но и совместным притоком в этом интервале газа с какой-либо пластовой жидкостью, например, пластовой водой или газа с конденсатом. Жидкости, обладая отрицательным значением e , будут повышать температуру смеси и снижать тем самым эффективное значение коэффициента Джоуля-Томсона. Если принять для четвертого пласта общий перепад давления в 45 атм, то

$$e_{\text{эфф}} = \frac{B, 0^{\circ}\text{C}}{45 \text{ атм}} = 0,2^{\circ}\text{C} / \text{атм}$$

Для окончательного заключения о справедливости той или другой причины несовпадения данных, необходимы дополнительные исследования.

Вполне аналогичные результаты получены и по другим скважинам, проведенным на свиту медистых песчаников Шебелинского газового месторождения. Некоторые дополнительные сведения из этой группы дают результаты исследования скважины № 59, 5" обсадная колонна которой в продуктивном интервале зацементирована. Вскрыты перфорацией только предполагаемые по картотажной диаграмме газоносные песчаники в интервалах 1970—2020 м, 2044 - 2058 м, 2066 - 2094 м, 2107 - 2111 м, 2123 - 2136 м, 2172 - 2220 м, 2231 — 2239 м, 2260 — 2281 м (рис. 54). Как видно из рисунка, из восьми перфорированных интервалов работают только верхняя часть самого нижнего пласта и два верхних, причем тоже неполной мощностью.

Исследование таких крупнейших в стране газовых и газоконденсатных месторождений как «Газли» в Узбекистане, «Шебелинка» и «Битков» на Украине, «Коробки» Волгоградской области и «Ленинградское» на Кубани, показало, что эффективно работающая мощность пластов для газовых месторождений составляет не больше 40% от общей мощности, зафиксированной на картотажной диаграмме и вошедшей в расчеты при подсчете запасов газа объемным методом. В этом отношении газовые месторождения не отличаются от нефтяных [19]. Такое совершенно ненормальное положение в нефтяной и газовой промышленности сложилось из-за отсутствия глубинных контрольно-измерительных приборов хотя бы простейшего типа (дебитомеры, термометры и т. д.), не говоря уже о комбинированных приборах типа станции ЭДИС-КГУ.

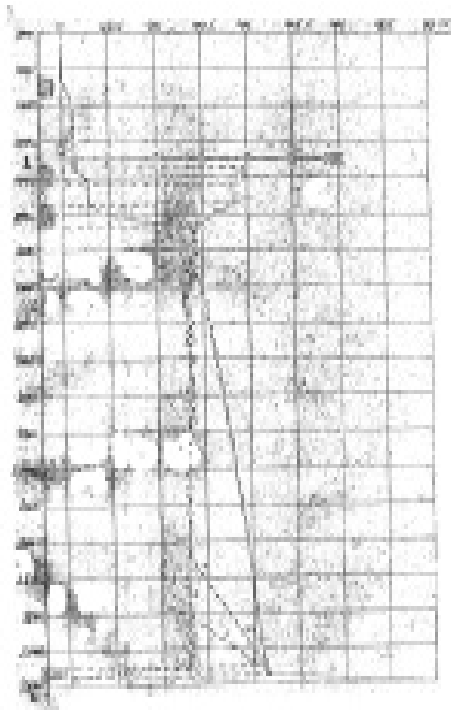


Рис. 54
тока (ч
плуати,
Воронки
отмечены интервалы перфорации обсадной колонны. Средний дебит скважин ~ 320.000 м³/с.

и) и скорости по-
торождения, экс-
а газа в скважину.
1985 м. Стрелками

Определенный интерес вызвало исследование работы нижнеангидритового горизонта (НАГ) Шебелинского месторождения в связи с тем, что первые температурные измерения, проведенные в 1961 — 1962 годах институтом Укр. НИГРИ, показали, что в этом интервале не наблюдается температурных аномалий. Из их исследований был сделан вывод о том, что НАГ работает равномерно, отдавая газ по всей своей 150 метровой мощности.

На рис. 55 приведены данные по скважине № 169, пробуренной на этот горизонт. Анализ графиков показывает, что реальная картина такова, что из

всей мощности, а скважина № 169 оборудована свободно подвешенным фильтром от глубины 1471 м до 1596,4 м, работают лишь четыре очень узких интервала, напоминающих приток по отдельным трещинам пласта. В соответствии с этим не только кривая дебита, но и температурная кривая представляет собой ломаную линию.

Распределение давления по стволу этой скважины дано в таблице (III — II), из которой следует, что продукция скважины безводная и забой скважины от нижней границы притока до воронки на конце насосно-компрессорных труб свободен от примесей, и поток представляет собой чистый столб газа.

Попытка построения условной геотермы по точке, расположенной на термограмме у нижнего интервала притока, приводит к пересечению Γ_y с самой кривой распределения температуры.

Этот факт, который довольно часто встречается при анализе термограмм действующих скважин, показывает на то, что в аномальных интервалах либо дросселируется газ иного состава с примесью жидкостей, либо распределение пластовых давлений по вертикали залежи отличается от статического.

Для определения разности в депрессиях, если считать $\epsilon = const$ для всех интервалов, можно воспользоваться приемом построения условно-расчетной геотермы Γ_y . Принимая данные дебитометра за опорные, можно определить расстояние от термограммы у кровли пластов 4 и 2 до расчетно условной геотермы. Притоком из пласта 3 можно в расчетах пренебречь ввиду его малости.

$$\frac{n_4 - n_3}{n_3} = \frac{Q_4}{Q_1 + Q_2 + Q_4} = \frac{\Delta T_{xn}}{\Delta T_n} = \frac{0,8^\circ C}{x} = 0,6,$$

откуда

$$x = \Delta T_n = \frac{0,8}{0,6} = 1,5^\circ C.$$

ческая энергия электроподогрева при термолифте.

В обозначениях, принятых в предыдущей главе, искомое уравнение запишется в виде:

$$\frac{d}{d} + e \frac{d}{d} - \frac{A}{c_p} C_p - \frac{A}{c_p} \frac{\Phi}{c_p} - \frac{A}{c_p} \left(\frac{W_2^2 - W_1^2}{2g} \right) = - \frac{1}{c_p G_o} \frac{d}{d} \quad (IV-1)$$

1)

В нефтяных скважинах тепло, отданное породам, может быть выражено через линейный коэффициент теплопередачи K_n и разность температур потока T и окружающих скважину пород T_n :

$$\frac{d}{d} = K_n (T - T_n)$$

(IV-2)

В простейшем случае температура пород определяется равенством

$$T_n(z, 0) = T_o - \Gamma_o z$$

(IV-3)

где T_o - температура в начале координат, т.е. у подошвы продуктивного пласта.

В случае однородного, однофазного потока жидкости, средний градиент давления можно выразить через устьевое и забойное давление:

$$\frac{d}{d} = \frac{P_o - P_{заб}}{H_o}$$

(IV-4)

В тех скважинах, где может наблюдаться выделение газа из жидкости, поток можно разбить на две части: однофазное течение от забоя до точки начала газовыделения $P_n (H_1)$ и двухфазный поток в вышележащем интервале

$$\frac{d}{d} = \frac{P_n - P_{заб}}{H_1}, \quad \frac{d}{d} = \frac{P_o - P_n}{H_o - H_1}$$

(IV-5)

Для этих двух участков потока будет различным и коэффициент K_n . Решение линейного уравнения (IV-1) с учетом выражений (IV-2) (IV-3) и (IV-4) и пренебрежением величинами второго порядка малости ($W_2^2 - W_1^2$) имеет вид:

Рис. 64. Кривые распределения температуры по стволу остановленной нагнетательной скважины № 2096 Лениногорско-Южно-Ромашкинского разрезающего ряда. Γ_o - начальная геотерма. T - термограмма потока при закачке воды в пласт с $Q = 180$ м³/с. I, II, III и IV температурные кривые измерены через 5 - 7, 19 - 22, 72 - 74, 168 - 170 часов после полной остановки скважины.

Для измерения теплофизических параметров нужно искать более простые условия проведения промыслового опыта, когда начальные условия в пласте будут более простыми. Таким условиям может удовлетворить, например, кратковременный пуск пьезометрической скважины с последующей остановкой ее после выброса одного объема воды из обсадной колонны и т. п.

Из-за неотработанности методики исследования кривые, подобные тем, которые изображены на рис. 64, можно было бы и не приводить в настоящей работе, если бы не их характерная форма в районе продуктивных пластов. Если по всему стволу скважины наблюдается изменение термограммы со временем и экспоненциальное приближение ее к начальной геотерме, то в районе продуктивных пластов температура остается почти неизменной. На рис. 65 приведены те же кривые, что и на рис. 64 для скважины № 2096, только в увеличенном масштабе. С индексом T_n нанесена температура потока в действующей скважине в процессе закачки. Слева на шкале глубин сделана отметка верхнего известняка и нанесены

$$T(z,t) = T_o - E - \frac{(\Omega + \Gamma_o) F_p G_o}{\tilde{K}_n} \left(1 - e^{-\frac{K}{c_p G_o} z} \right) \quad (IV-6)$$

б)
где

$$\Omega = -e \frac{P_o - P_{аб}}{H_o} + \frac{K}{c_p} + \frac{A}{c_p} + \frac{\Phi}{c_p} \quad (IV-7)$$

б) Выражение (IV-5) справедливо только в том случае, если K_n было принято за константу, не зависящую ни от времени, ни от координаты z , т.е. заменено его средним значением:

$$\tilde{K}_n = \frac{1}{t} \int_0^t K_n(t) dt$$

(IV-7)

Для нагнетательной скважины, когда температура закачиваемой жидкости или другого теплоносителя будет выше температуры пласта, т.е. $T_{ж} > T_o$, направление теплообмена останется тем же самым, что и для нефтяной скважины. Однако, выражение (IV-5) несколько изменит свой вид. Перенесем начало координат на глубину нейтрального слоя с температурой T_n , тогда:

$$T(z,t) = T_n + \Gamma_o z - \frac{(\Omega^* + \Gamma_o)}{\tilde{K}_n} \left(1 - e^{-\frac{K}{c_p G_o} z} \right) + (T_{ж} - T_n) e^{-\frac{K}{c_p G_o} z} \quad (IV-8)$$

8)
где:

$$\Omega^* = e \frac{P_{аб} - P_{уф}}{H_o} + \frac{A}{c_p} - \frac{K}{c_p} - \frac{\Phi}{c_p} \quad (IV-9)$$

9)

Для обычной нагнетательной скважины законтурного или внутриконтурного заводнения, когда

$$T_n < T_{ж} < T_o$$

(IV-10)

теплообмен будет носить более сложный характер. На верхнем участке, пока

к геологическому разрезу скважины.

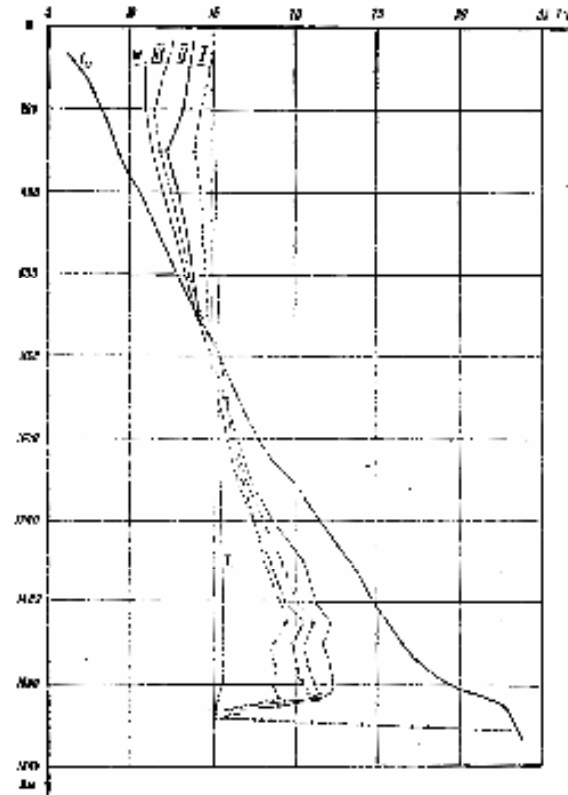
Измерения на скважине № 2096 проведены 17, 30 и 31 июля, а также 2 и 6 августа 1965 года, т.е. в летних условиях. Как видно из чертежа, температура закачиваемой воды на устье равна примерно 15°C . Эта скважина расположена на границе Южно-Ромашкинской и Лениногорской площадей и переведена в разряд нагнетательных в 1959 г. За счет длительной работы радиус ее теплового влияния отошел на значительное расстояние от ствола скважины. Поэтому подогрев потока на пути от устья до забоя невелик - всего $0,7^\circ \text{C}$, несмотря на небольшой де

Пересечение происходит на две почти. Это, как уже кривых в ости пределению п - 170 часов пс

Для какой характеристики ней половине. Количественно определит не в лаборате приведенных не решена ещ

Дело в том, что в течение времени при земной коре, симости от е в скважине н мает зимой с на поверхности тепловые во тепловое по

движение тепловой энергии будет идти от пород, температура которых будет описываться сложной по своей форме и переменной во времени кривой начального распределения температуры.



и геотермой Γ_o лит скважину ового потока. температурных тствуют рас-, 72 - 74 и 168

и времени дает дкости в ниж- хней половине. чу серию заме- щих скважину ко для кривых, теоретически ях.

и меняется со верхнего слоя юсти, в зави- чных колебаний оды не прини- температурой остраняются аспределения ине, обратное

Рис. 63. Термограмма потока в призабойной части нагнетательной скважины № 9382.

При анализе кривых, подобных приведенной для скважины № 9382 на рис. 62 и 63, следует иметь в виду, что образование ступеней локального подогрева может быть обязано не только тепловым источникам, но и просто хорошо проницаемым водоносным слоям, теплопроводность которых по напластованию велика, и они подводят значительно больше тепла к стволу скважины, чем обычные слабопроницаемые породы [132]. Таким образом, температурные кривые в действующих нагнетательных скважинах не могут заменить обычных геотерм, но они могут оказаться чрезвычайно полезными при литологическом и гидродинамическом анализе геологического разреза скважины, выделяя наиболее проницаемые нефтеводоносные горизонты без вскрытия колонны скважины перфорацией.

На рис. 63 дано распределение температуры потока в призабойной зоне этой же скважины № 9382. Водопоглощающий слой (пласт "г") горизонта Д₁ выделяется провалом на температурной кривой. Подогрев на отметках, лежащих ниже верхнего известняка, обусловлен теплом нефтенасыщенного горизонта Д₁.

Другим возможным видом изучения теплофизических свойств пород является измерение прогрева столба воды в нагнетательной скважине после ее остановки. На рис. 64 даны кривые распределения температуры по стволу нагнетательной скважины № 2096 как во время закачки воды - сплошная линия, так и в различные моменты времени после ее остановки.

Эти опыты, как и геотермические, требуют тщательной подготовки скважины и обязательной полной остановки потока. Малейшее поступление воды в скважину из водоводов или ее просачивание через негерметичные задвижки устьевого арматуры приводят к размазыванию температурной кривой, что делает ее совершенно непригодной не только для количественных расчетов, но и вообще для каких-либо выводов. Даже небольшая негерметичность сальника лубрикатора во время спуска термометра нарушает привязку аномалий кривой

температура воды будет больше температуры пород, теплопередача будет идти в на-правлении от жидкости в грунт. На нижнем участке - наоборот.

Поскольку коэффициент теплопередачи существенно зависит от направления теплового потока [129], задача нахождения искомого решения распадается на две:

1) Пользуясь решением (IV-9), так как оно справедливо до точки инверсии z^* , можно определить глубину этой точки, в которой температура закачиваемой жидкости будет равна начальной геотермической

$$T_1(z, t) = T_{\infty} + T_{\infty} z + \frac{T_{\infty} G_{\infty}}{\bar{K}_{\infty}} h \left[1 + \frac{(T_{\infty} - T_{\infty}) \bar{K}_{\infty}}{(\Omega^* + T_{\infty}) \rho_p G_{\infty}} \right] - \frac{(\Omega^* - T_{\infty}) \rho_p G_{\infty}}{\bar{K}_{\infty}} \left(1 - e^{-\frac{\bar{K}_{\infty}}{T_{\infty} G_{\infty}}} \right) \quad (IV-11)$$

Смещение точки z^* во времени будет определяться видом временной зависимости K_{∞} .

2) Помещая в точке z^* начало новой координатной системы, можно вышеописанным методом составить уравнение энергетического баланса и, решив его, получить:

$$(IV-12)$$

K_{∞} - по-прежнему средний линейный коэффициент теплопередачи от жидкости породам, а - наоборот, от пород к жидкости.

Заменяя в выражении (IV-12) $z_1 = z - z^*$, получим окончательно:

$$T_1(z - z^*, t) = T_{\infty} + T_{\infty} z - \frac{(\Omega^* + T_{\infty}) \rho_p G_{\infty}}{\bar{K}_{\infty}} \left[1 - e^{-\frac{\bar{K}_{\infty}}{T_{\infty} G_{\infty}}} + \frac{\bar{K}_{\infty}}{\bar{K}_{\infty}} h \left[1 + \frac{(T_{\infty} - T_{\infty}) \bar{K}_{\infty}}{(\Omega^* + T_{\infty}) \rho_p G_{\infty}} \right] \right] \quad (IV-13)$$

В зимних условиях, когда $T_{\infty} < T_{\text{ис}}$ и теплопередачи идет только от пород к жидкости, выражение (IV-13) упрощается.

При практических расчетах или сравнении теории с экспериментом по формулам (IV-5), (IV-9), (IV-13) большое значение имеет величина K_{∞} . В нефтяной литературе существует несколько выражений, определяющих эту величину:

Формула Э.Б. Чекалюка [6]

$$K_n = \frac{2p \cdot l_n}{h \left(1 + \sqrt{\frac{p \cdot a^2 t}{T_o}} \right)}$$

(IV-14)

Формула А.Ю.Намиота [105] для многослойного случая

$$K_n = \frac{1}{\frac{1}{a_1} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{l_{i+1}} h \frac{r_{i+1}}{r_i} + \frac{1}{l_n} h \frac{2\sqrt{a^2 t}}{r_{i+1}}}$$

(IV-15)

и формула И.В.Чарного [98] для коэффициента теплопередачи, отнесенного к единице площади:

$$K_s = - \frac{a}{1 + \frac{a_o}{2l_n} h \left(1 - \sqrt{\frac{4a^2 t}{r_o^2}} \right)} \quad (IV-16)$$

a - коэффициент теплоотдачи жидкости, l_n - коэффициент теплопроводности, a^2 - коэффициент температуропроводности, r_o - средний радиус трубы, по которой движется поток.

По методу, изложенному в [129], для K_n получается выражение:

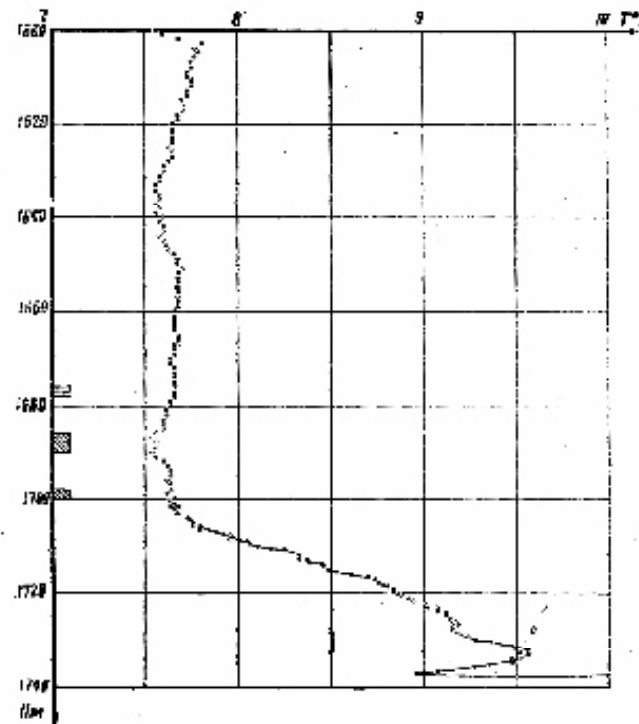
$$K_n = \frac{2p \cdot a \cdot r_o}{1 + \frac{a \cdot r_o}{l_h} h \left(1 + \frac{\sqrt{p \cdot a^2 \cdot t}}{r_o} \right)}$$

(IV-17)

Для K_s - выражение, аналогичное (IV-16), из анализа приведенных формул видно, что все они имеют одну и ту же природу. Выражения (IV-14) и (IV-15) упрощены и справедливы лишь для достаточно больших моментов времени. Так K_n по (IV-14) стремится к ∞ при стремлении $t \rightarrow 0$, а K_n по (IV-15) стремится к 0 при $t \rightarrow 0$. И то, и другое противоречит физике процесса. Из (IV-17) видно, что при $t \rightarrow 0$

$$|K_n|_{t \rightarrow 0} = 2p \cdot r_o$$

62. Рас-
жины .
началь-
носные
 K_f
во вто-
выше с
ответ
шугуро
глины
Татар
на подс



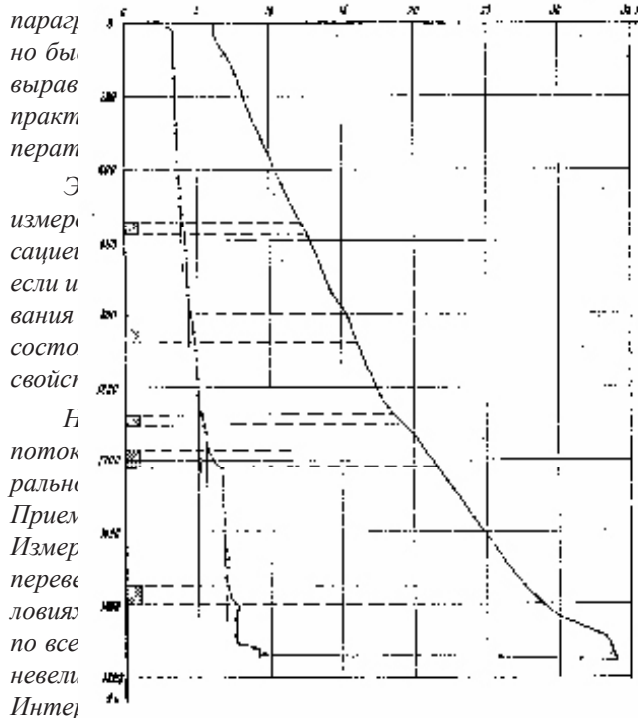
тельной сква-
й линией дана
и нефтеводо-

дей, развитых
дах, лежащих
однозначный
ях кыновских,
то кыновские
юго-востока
даже намека
ижение тем-

пературы жидкости после бурного подъема ее в районе мендымских отложений среднефранского подъяруса верхнего девона. Интересно, что мендымские слои, локальная нефтеносность которых установлена давно, почти не дают аномалий на геотерме и не обсуждались поэтому во второй главе.

довольно велики и лежат в пределах от $+2^{\circ}\text{C}$ до $+22^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое значение близко к $+10, +12^{\circ}\text{C}$.

Экспериментальные и теоретические данные, приведенные в предыдущем



в $400 - 600 \text{ м}^3/\text{с}$ довольно по стволу скважины глубиной превращается мой определяется тем устье.

Четвертные тепловые можно заменить фиктивное скважины. Однако формации, то из исследования не только о о и о теплофизических

деления температуры расположенной в центрального месторождения. т.м. равна $Q_n = 700 \text{ м}^3/\text{с}$. го, как скважина была оводились в зимних ус - 3°C , тепловой поток и. Подогрев жидкости турой примерно $7,6^{\circ}\text{C}$. вух составных частей.

Если не считать характерных ступенек, то наклон термограммы составляет $0,1^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$. Это то тепло, которое получает вода за счет обычного кондуктивного переноса тепла от пород к жидкости. Вдвое больший подогрев (3°C) поток получает в местах расположения дискретных источников тепла - нефтяных залежей верхнего девона и карбона.

т.е. в момент пуска скважины, количество тепла, отдаваемое породам, определяется коэффициентом теплоотдачи жидкости α . В последующие моменты времени ограничение начинают накладывать породы, и жидкость будет отдавать столько тепла, сколько способны принять породы.

Экспериментальная проверка справедливости выражений (IV-5) и др. требует идеализированных условий проведения опыта: однородности и однофазности потока на всем его протяжении, линейного перепада давления от забоя до устья и линейной зависимости геотермического градиента от глубины, наконец, строгого постоянства. Все это возможно лишь при малых депрессиях на пласт и минимальном значении коэффициента Джоуля - Томсона для пластовой жидкости. Этим жестким условиям лучше всего удовлетворяют скважины месторождения термальных вод Махачкалы, эксплуатирующие водоносные пакки чокракского горизонта. Депрессия в пласте для этого месторождения не превышает $3 - 5 \text{ атм}$, что при $\varepsilon \approx 0,02^{\circ}\text{C}/\text{атм}$ для воды увеличивает T_0 не больше, чем на $0,1^{\circ}\text{C}$. Такие изменения лежат в пределах точности измерений.

На рис. 58 приведены различные кривые распределения температуры для скважины № 45 Махачкалинского месторождения. Прямая линия I не является, строго говоря, начальной геотермой, хотя и снята в остановленной скважине после длительного простоя. Скважины этого месторождения расположены в черте самого города Махачкала, поэтому большинство из них, в том числе и № 45, неконтролируемо используются населением для бытовых нужд. Однако квазистационарность линии I на рис. 58 не мешает проведению сравнения теории и эксперимента. Так, при пуске скважины идет теплообмен поднимающегося потока именно с этим квазиустановившимся тепловым режимом окружающих пород.

Кривая II представляет собой термограмму работающей скважины, снятую через сутки после пуска ее с дебитом около $300 \text{ м}^3/\text{с}$. Температура пластовой жидкости в скважине № 45 (T_0) при $H_0 = 1410 \text{ м}$ равна 77°C .

Для сопоставления теоретической и экспериментальной зависимости температуры потока от глубины и от времени работы преобразуем зависимость (IV-5) в координаты - $\{[T(z,t) - T_0 + \Gamma_0 z]\}$

$$T^* = \frac{j}{y} (1 - e^{-yz})$$

(IV-18)

где

$$T^* = T(z,t) - T_0 + \Gamma_0 z$$

(IV-19)

$$j = \Gamma_o - \frac{e}{c_p} \frac{P_y - P_{\text{заб}}}{H_o} + \frac{A}{c_p} + \frac{A}{c_p} K_{\text{ж}} + \frac{\Phi}{c_p} = \Gamma_o - \Omega \quad (\text{IV-20})$$

В этих же координатах построим и экспериментальную кривую (точки на кривой III рис. 58).

Коэффициент $\frac{j}{y}$ находим из экспериментальной кривой по формуле [67]:

$$\frac{j}{y} = \frac{T_1 * T_2 * -T_3 *^2}{T_1 * T_2 * + 2T_3}$$

(IV-21)

где T^* с индексами 1, 2, 3 соответствуют глубинам z_1 , z_2 и $z_3 = \frac{z_1 + z_2}{2}$

Для скважины №

45 коэффициент $\frac{j}{y}$, найденный по достаточно большому числу точек и усредненный, равен:

$$\left(\frac{j}{y} \right)_p \approx 3,2^\circ \text{C}$$

Пользуясь методом наименьших квадратов, можно из этой же экспериментальной кривой найти коэффициенты φ и ψ по отдельности.

$$\varphi = 0,039^\circ \text{C/м},$$

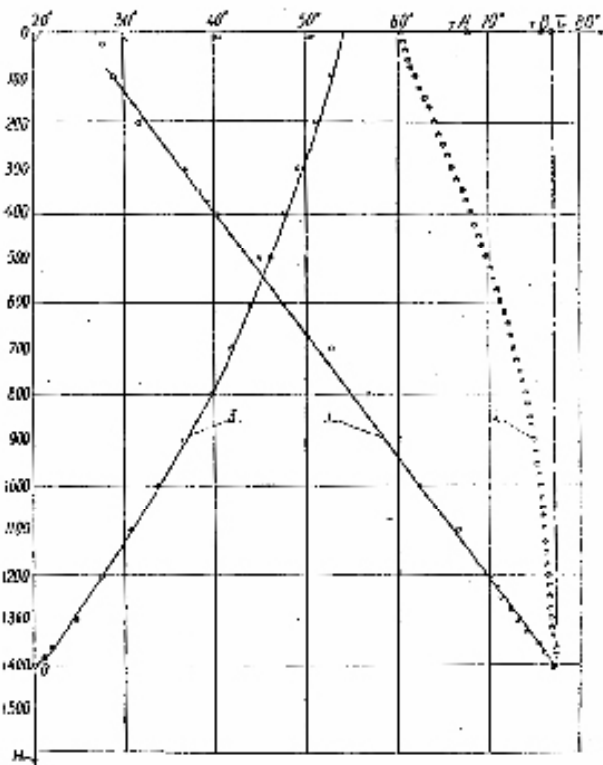


Рис. 61. Начальное распределение температуры и термограмма скважины № 69 месторождения термальных вод “Махачкала” при дебите $Q = 1900 \text{ м}^3/\text{с}$. Точками А и В отмечена прогнозируемая устьевая температура через 100 и 10000 часов непрерывной работы скважины.

поток с тем же дебитом поднимался не по 6” обсадной колонне, а по 2” лифтовым трубам. Как видно, повышение скорости потока значительно уменьшает время контакта поднимающейся жидкости с породами и способствует сохранению теплового запаса прогретой пластовой жидкости.

§ 14. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

На Ромашикинском нефтяном месторождении примерно 1/6 от общего фонда составляют нагнетательные скважины. Причем практика показывает, что это соотношение со временем растет. При внутриконтурном заводнении нагнетательная скважина и закачиваемая в нее вода являются основным источником энергии, обеспечивающей промышленную выработку нефти из продуктивных горизонтов. Одновременно с этим нагнетательная скважина и вода, как рабочий агент, вытесняющий нефть из пористой среды коллектора, являются основными наиболее мощными источниками теплового возмущения начального геотермического поля не только самого продуктивного пласта, но и окружающих его пород.

Для оценки величины этого возмущения и особенно для прогнозных теоретических расчетов, необходимы точные данные не только о начальном состоянии теплового поля месторождения и теплофизических свойствах его пород, но и входные данные потока. К ним относятся: объем закачиваемой воды, ее распределение по вертикали продуктивного горизонта и входная температура воды.

В отличие от скважин месторождения термальных вод, где температура воды, поступающей на забой всегда строго постоянна и незначительно меняется только при изменении депрессии на пласт за счет эффекта Джоуля-Томсона, температура воды, поступающей на устье нагнетательных скважин из водоводов зависит от времени года. Эти флуктуации для условий юго-востока Татарии

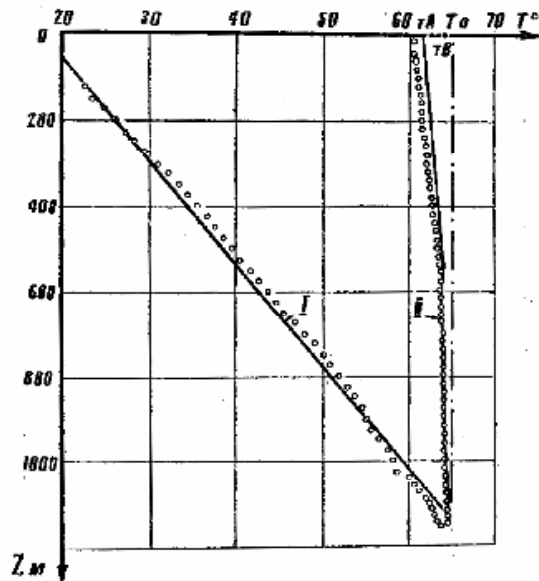


Рис. 60. Начальное распределение температуры и термограмма скважины № 190 Махачкалинского месторождения с дебитом $Q = 280 \text{ м}^3/\text{с}$. Кривая III - дает расчетное распределение температуры по стволу скважины через сутки после пуска ее в эксплуатацию не по 6" обсадной колонне, а по 2" лифтовым трубам.

$$\psi = 7,4 \cdot 10^{-4} \text{ л/м.}$$

Откуда по известным величинам c_p , Γ и G_0 находится Ω и K_{λ}

$$\Omega = 0,503^\circ\text{C/м,}$$

$$K_{\lambda} = 9 \text{ ккал/м, час, } ^\circ\text{C.}$$

Рис. 58. I. Начальное распределение температуры по стволу скважины №45 Махачкалинского месторождения термальных вод. II. Кривая распределения температуры после 24 часовой работы скважины с дебитом $300 \text{ м}^3/\text{с}$. III. Кривая II в координатах $\{[T(z,t) - T_0 + \Gamma_0]z\}$.

На основании этих величин, определенных из опыта, построена сплошная линия кривой III на рис. 58. Из графика видно, что ход зависимости для $t = 25 \text{ час.}$, достаточно хорошо описывают экспериментальные данные, что дает возможность с достаточной точностью прогнозировать температуру по стволу на другие моменты времени. Точка A на рис. 58 соответствует устьевой температуре через 100 часов непрерывной работы скважины, а точка B - T_y через 10.000 часов. Таким образом, даже при таком сравнительно небольшом дебите в $300 \text{ м}^3/\text{с}$ или $G_0 = 12,3 \cdot 10^3 \text{ кг/час}$, примерно через год температура на устье почти не будет отличаться от температуры на забое скважины. Надо отметить, что поток в скважине № 45 поднимается по 8" обсадной колонне, и скорость этого подъема при указанном дебите весьма невелика.

Вычисление среднего коэффициента теплопередачи можно провести и несколько иным путем, используя выражение (IV-17) и задаваясь значениями a , a^2 , λ_n и r_0 . Последняя величина для обсадной колонны скважины известна точно. Согласно [129], значение коэффициента теплопередачи жидкости может быть определено из соотношения:

$$a = \frac{N l}{2r_0}$$

(IV-23)

где Nu - критерий Нуссельта для данной жидкости, а λ - ее теплопроводность. В свою очередь критерий Нуссельта выражается через критерий Рейнольдса Re , Прандтля Pr , Грасгофа Gr и будет различным для турбулентного и ламинарного характера течения жидкостей:

$$N^{тур} = 0,021 R^{0,8} P^{0,4} \left[\frac{P}{Pr(ст)} \right]^{0,3}$$

(IV-24)

$$N^{лам} = 0,1 R^{0,3} P^{0,3} G^{0,1} \left[\frac{P}{Pr(ст)} \right]^{0,3} \quad (IV-25)$$

24)

$Pr(ст)$ - критерий Прандтля при средней температуре стенки трубы.

Теплопроводность пород a^2 - различна для разных пород, но при подсчетах можно пользоваться ее усредненной величиной:

$$a^2 \approx 0,002 м^2 / час$$

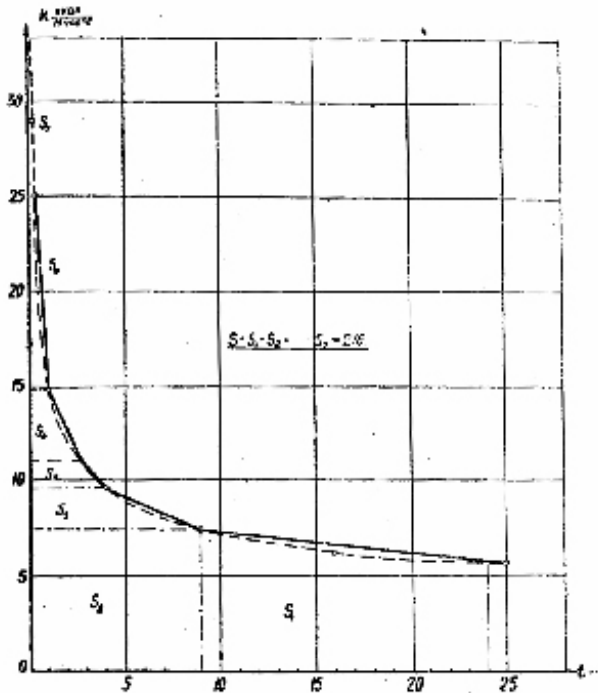
так же как и средней величиной теплопроводности пород

$$I_n = 1,5 \frac{K \cdot \text{кал}}{M \cdot \text{час}} \cdot ^\circ C$$

По этим данным и выражению IV-17 на рис. 59 построена функция $K_n(t)$ для скважины № 45 за период ее работы. Графическое интегрирование этой кривой за 25 час дает величину

$$\tilde{K}_n(25 \text{ час}) = 9 \frac{K \cdot \text{кал}}{M \cdot \text{час}}$$

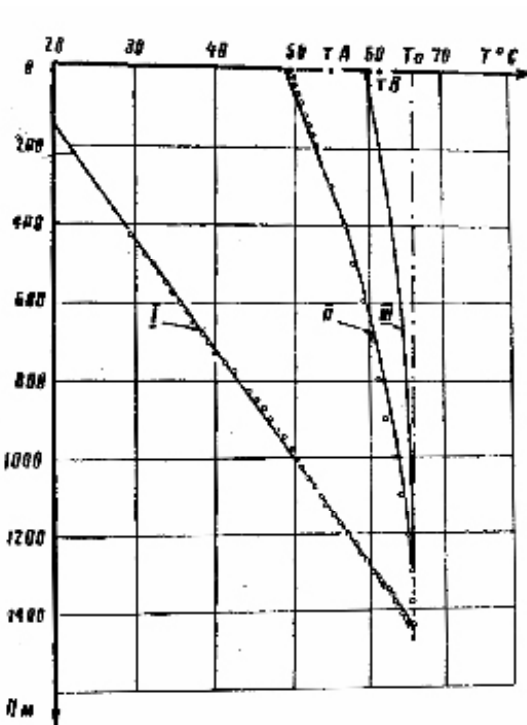
практически совпадающую с данными, полученными из эксперименталь-



ной кривой распределения температуры. Аналогично по выражению (IV-20) может быть найдена и сопоставлена величина .

Пользуясь вышеизложенными приемами, на рис. 60 приведены экспериментальные и теоретические кривые распределения температуры для скважины № 69 того же месторождения. Колонна в этой скважине имеет диаметр 6", а дебит равен $Q = 1800 - 1900 м^3/с$. Как видно из рисунка, потери при таком дебите уже через сутки становятся небольшими, и температура жидкости на устье лишь на 4-5°C отличается от пластовой.

Рис. 59. Графики температуры скважины № 4.



Интересно отметить, что в скважине увеличился коэффициент теплопроводности столба жидкости в действующих газожидкостных новинностях м

т времени для

ратура воды в малом коэффициенту облегчению гичный процесс и в весе столба к одной из раз-

На рис. 61 приведены кривые распределения температуры еще для одной малодебитной скважины махачкалинского месторождения № 190. $Q \approx 270 - 280 м^3/с$. Диаметр обсадной колонны - 6". Для нее $K_n = 8,3 ^\circ C$. Кривая III на этом рисунке соответствует расчетному распределению температуры через 24 часа после пуска скважины на излив в том случае, если бы

ному ряду (скв. № 1736). В 1967 году на этом направлении была пробурена специальная оценочная скважина № 5061, описание которой будет дано в следующем параграфе.

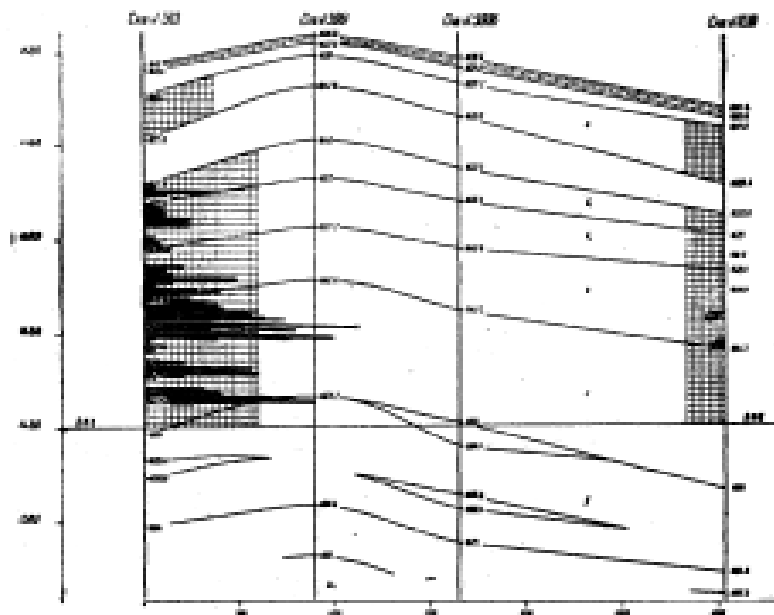


Рис. 75. Геологический профиль через скважины № 503, 5061, 5006, 1736.

Согласно профилю закачки на рис. 66, ФНВ по пластам «в» и «г» движется с равной скоростью, примерно вдвое опережая продвижение воды по пласту «б» [19]. Исходя из этого вполне естественно ожидать появления фронта охлаждения в скважине № 5006 именно по пластам «в» и «г».

На рис. 76, вместе с каротажными данными горизонта D_1 дано несколько термограмм призабойной части скважины № 5006, снятых в течении 1963-1964 гг. Во время замера 12 июля 1963 года (светлые точки) была получена типичная начальная кривая распределения температуры против горизонта D_1 . Так как закачиваемая вода уже прошла через пласты «в» и «г» в этой скважине, то наклон геотермы или геотермический градиент в нижней пачке D_1 совпадает с теми, которые даны на рис. 71-72 как типичные для обводненных слоев пачки «гд» на центральных площадях.

Через год в 1964 г. термограмма скважины, полностью совпадая по всей верхней части, имела заметное отличие как против слитых пластов «вг», так

интервалы. Пласт «д» присутству

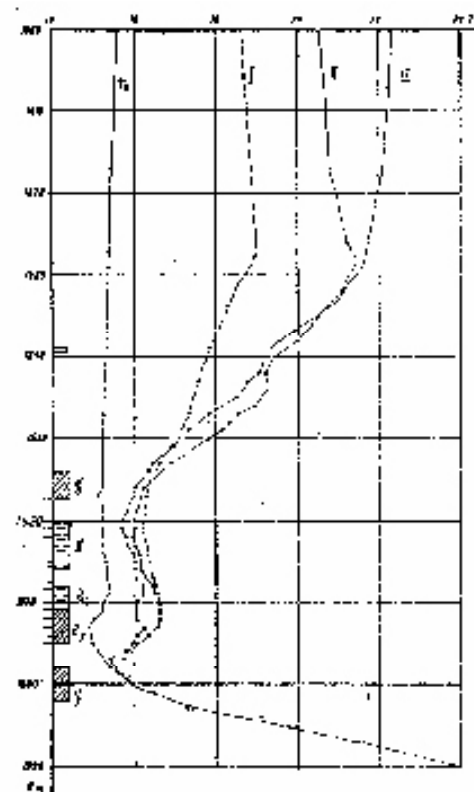
Профи занского уни которого сл лишь пласт пласток «б перевода ск

На тер валов наблю снижение н всего турбу характера (трументал

Пониж ческую осно времени год и вверх от 1 подстилаюи был описан расширения скважине р

При ма

ренция температурных полей и отдельные зоны сливаются в единую температурную воронку. Теоретический расчет этих кривых и их более подробное описание



ков «б», «в», «г», «д». юван, хотя в разрезе и ные слои горизонта D_1 пся группой ученых Ка- ик их дан на рис. 89, из 1965 года воду принимали (1669 - 1671 м (г)). Про- «г» был дострелян после че принимал воды.

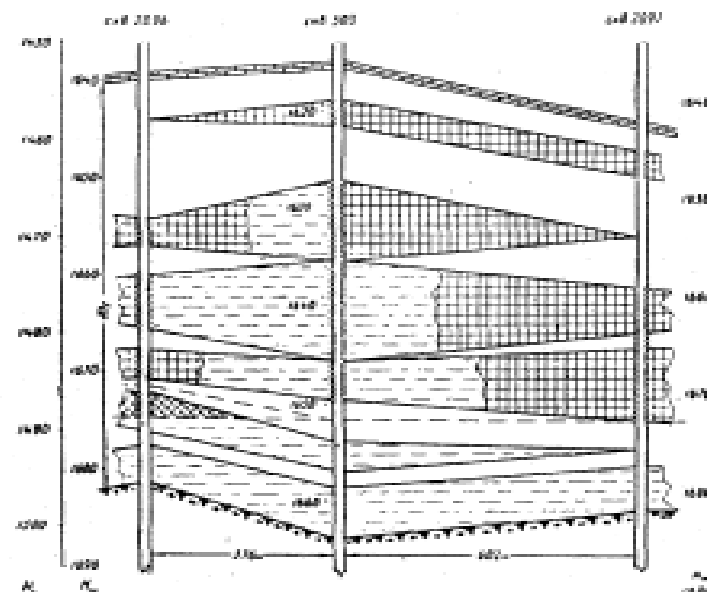
инимающих воду интер- Так же как и небольшое ния обусловлены скорее иверстий и изменением тся скорее всего к инс-

ет более глубокую физи- аемой воды зависит от чет теплопередачи вниз пород непосредственно и. Этот механизм уже л дроссельный процесс ны. В нагнетательной мая вода.

валами, идет интерфе-

Рис 65. Распределение температуры на забое действующей нагнетательной скважины №2096. Кривая T_n снята при закачке, а I, II, и IV соответствуют замерам температуры через 7, 22 и 170 часов после остановки скважин. Заштрихованными прямоугольниками изображены пропластки горизонта D_1 . Прямой штриховкой указаны зоны поглощения воды.

будут даны в следующей главе, посвященной динамике теплового поля нефтяного месторождения в процессе его выработки холодной водой, как рабочим агентом, вытесняющим нефть из пористого коллектора. Пока же можно констатировать, что температурная кривая на забое не только действующей, но и остановленной нагнетательной скважины дает очень грубое представление об интервалах поглощения. По температурным показателям зона поглощения размыта и дает сильно завышенные данные о мощности пластов, принимающих воду. Судя по рис. 65. эта мощность завышена по крайней мере в 2 - 3 раза.



в» от №
тве экс-
ла сразу
пу «в» и
эне этих

Рис. 74. Геологический профиль с указанием заводненности пластов от скважины № 503 на период конца 1959 г.

В скважине № 503 по каротажным данным наблюдается слияние в единую пачку всех средних пропластков горизонта D_1 «б», «в» и «г». На рис. 66 они разделены лишь на основании гидродинамических исследований. Эта мощная пачка значительно увеличила размер по вертикали горизонта D_1 в районе этой скважины и обеспечила хорошую приемистость скважины, достигавшую 4.000 м³/с. Если учесть, что Лениногорская площадь, расположенная к югу от скважины № 503, до 1966 - 1967 г. не была разбурена, то станет очевидным, что основная масса воды, закачиваемой в скважину № 503, после включения под нагнетание скважин № 2096 и 2097, как боковых энергетических экранов, устремлялась по направлению к первому эксплуатационному ряду Южно-Ромашкинской площади. Правда, несмотря на громадные объемы закачанной воды и односторонность ее продвижения, скорость ФНВ на данном участке не будет большой за счет значительной величины мощности поглощающего слоя.

Первые достоверные измерения, подтвердившие экспериментально наличие фронта охлаждения в пластах, были получены в 1962 году на контрольной скважине № 3405 Абдрахмановской площади. Против обводнившегося пласта в этой скважине было зафиксировано снижение температуры почти на полтора градуса (см. рис. 80). Однако разбор кривых начального изменения геотерм лучше всего провести на примере контрольной скважины № 5006, расположенной на экспериментальном участке КГУ на Южно-Ромашкинской площади (рис. 67). В этой скважине, благодаря систематическим замерам, удалось снять геотерму против пласта Д₁ как до прохода фронта охлаждения, так и после него. Кроме того, район этой скважины хорошо изучен с точки зрения гидродинамики и условий эксплуатации [19, 195 и др.], что в значительной степени облегчает интерпретацию малых изменений температуры.

Распределение закачки воды по пластам вдоль нагнетательного ряда экспериментального участка было дано на рис. 66. По данным рис. 66 и 67 видно, что против контрольной скважины № 5006 расположены нагнетательные скважины

№ скважины	2096	503	2097
Вступила в эксплуатацию	02.09.57	12.07.52	не вступила
Переведена под нагнетание воды	10.19.59	11.19.57	03.19.59
Годы			
1957		128.400	
1958		800.700	
1959	100.900	696.150	74.200
1960	144.400	471.400	87.600
1961	167.000	240.800	52.400
1962	192.500	137.700	3.180
1963	181.500	1.037.400	4.800
ито на 1.11.1964	894.000	4.446.000	254.000
ито на 1.08.66	—	6.233.000	—

Из приведенных данных нетрудно видеть, что скважина № 503 как по времени перехода в разряд нагнетательных, так и по суммарному объему принятой воды доминирует над двумя другими. Скважина № 2096 была переведена в

ГЛАВА V

ДИНАМИКА ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ВНУТРИКОНТУРНОЙ ВЫРАБОТКЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

§ 15. НЕОДНОРОДНОСТЬ ВЫРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ ПО ВЕРТИКАЛИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

έκροεπθμενϋλόννϋε θ ςεζπερθερκεθε θρρλεδϋβϋνθ οϋ ςϋϋθεκε θ δθνϋμθεκε ςεολϋβϋγϋ οϋλ νετς νϋγϋ μερςϋπεϋϋδενθ , κϋςϋπεϋ οϋλϋϋενϋ β ϋρνϋβθ νϋρςϋ ωει κνθγθ, ρλςϋθλθ λθψθ ρϋρςϋβνϋι χϋρςθ αϋλθψϋι κϋμολεκρνϋι πϋαϋϋ, κϋςϋπςω οπεϋβϋδθλϋ ηϋ οϋρλεδνθε 7 - 8 λες γπςοοϋ ςχενϋν Κϋηϋνρκϋγϋ ςνθβεπρθεϋϋ νε ϋλθκϋ νϋ Πϋμϋψκθνρκϋμ, νϋ θ νϋ φελϋμ π δε δπςγθν βϋδϋνετςεγϋηϋβϋν μερςϋπεϋϋδενθ. Φελθ ϋϋϋι πϋαϋϋ ρϋρςϋ λϋ β ϋωϋϋελόννϋι θηϋχενθθ γθδπεϋδθνϋμθχερκθθ θ θθλόςϋτϋφθϋννϋ νϋπϋκςεπρθεκ οπεϋδςκςθβνϋι γϋπθηϋνϋβ ρϋ ρλϋϋνϋ ρςϋϋενθεμ οϋ βεπςθκϋλθ θ βϋπϋαϋϋκε μεϋϋδθκθ ϋπευμεπνϋγϋ ϋνϋλθηϋ ρϋρςϋ νθ πϋηπϋαϋϋκθ ϋκθθ μερςϋπεϋϋδενθ.

Χϋρςθ οϋλςχεννϋ μϋςεπθϋλϋβ οϋ ϋϋϋς βϋοπεϋρς ϋϋε ϋοϋαλκϋβϋνϋ [16, 19, 100, 128, 135, 136 θ δπ.]. Ερϋλόννϋ χϋρςθ πϋαϋϋ αςδες ϋρβεωενϋ β θϋϋγϋβϋι μϋνϋγπϋθθ “ πευμεπνϋ ϋνϋλθη βϋδϋνετςεγϋηϋβϋν μερςϋπεϋϋδενθ”, κϋςϋπϋ γϋϋϋβθςρ κ οεχϋςθ θ αςδες βϋοσωενϋ θηδϋϋελόςρςβϋμ ΚΓΣ β 1968 γϋδς.

Δεϋλόννϋε ηνϋκςμρςβϋ ρ γθδπεϋδθνϋμθχερκθμθ ϋρϋαεννϋρς μθ βϋπϋαϋϋκθ ρλϋϋνϋ οϋ ρβϋεμς ρςϋϋενθθ οπεϋδςκςθβνϋι γϋπθηϋνϋβ οϋηβϋλθλϋ ϋβϋϋπϋμ οπϋθθλόννϋ ϋφενθςθ βρϋ βϋϋνϋρςθ δθνϋμθκθ ϋεολϋβϋγϋ πεϋθμϋ μερςϋπεϋϋδενθ θ ρρϋνϋβθςθ εγϋ ϋερνςω ρβ ηθ θ βηϋθμϋηϋβθρθμϋρςθ ρ ρςωερςβςωωει ϋεννϋλϋγθει δϋαϋθ νετςθ, ψθπϋκϋ θροϋλθςωωει μεϋϋδϋ θρκςρρςβεννϋγϋ βϋηδειρςβθ νϋ ολϋρς.

Οϋ γενεπϋλόννϋι ρυεμε, οπθν ϋϋι β 1955 γ., ςνθκϋλόννϋε οϋ ρβϋθμ πϋημεπϋμ θ ηϋοϋρϋμ νετςθ Πϋμϋψκθνρκϋε μερςϋπεϋϋδενθε πϋηπεηϋλϋρθ π δϋμθ νϋγνεϋϋελόννϋ ρκβϋϋθν νϋ αϋλθψϋε χθρλϋ ϋςδελόννϋ ρϋμϋρςϋ ϋελόννϋ ολϋωϋδει, νϋ κϋςϋπεϋ ηϋςεμ οεπενϋρθλϋρθ ϋϋε θηβερςνϋ μεϋϋδθκϋ ηϋκϋνςπνϋγϋ ηϋβϋδενθ [137]. Βρε ολϋρςϋ οπεϋδςκςθβνϋγϋ γϋπθηϋνϋβ Δ, βρκπϋβϋλθρθ εδθνϋμ θθλόςϋμ, κϋκ β νϋγνεϋϋελόννϋ, ϋκ θ ϋκρολςϋϋφθϋννϋ ρκβϋϋθννϋ. Δλ πϋηαςπθβϋνθ αϋλϋ οπθν ϋϋ πϋηπεϋεννϋ ρεϋκϋ ρϋ ρπεδνει ολϋνϋρςθϋ ϋκϋλϋ 40 γϋ νϋ ρκβϋϋθνς. Πϋρχεϋνϋ οεπεοϋδ δϋβλενθ μεϋδς λθνθει νϋγνεϋνθ βϋδϋ θ ηϋνϋι ϋςαϋπϋ νετςθ ρϋρςϋβλ λ 50 ϋςμ [8, 82 θ δπ.].

Οϋ γενρυεμε νε οπεδςρμϋςπθβϋλϋρθ νθ ρϋηδϋνθε γλςαθννϋι ϋοοϋπϋςπϋ, νθ πϋηπϋαϋϋκϋ μεϋϋδθκθ δλ κϋνςπεϋλ ηϋ ϋρβϋενθεμ ϋςδελόννϋ ολϋρςϋβ, βρκπϋςϋ εδθνϋμ

τθλόζπζμ β πύηπεηε ζζι θλθ θνζι ρκβύζθνν δλ ρλζζνζγζ μνζγζολύρζζβζγζ γζπθθζνζύ Δ₁ Ξζρρρζβθε κζνζπζλ οπθβελζ κ ζζμσ, χζζ νύ Πζμύψκθνρκζμ μερζζπζζδενοθ β οπζφρρρε εγζ ζρβζενο νύ βρευ φενζπύλόννυ ολζωύδ υ αύλθ ββεδενο β πύηπύαζζκσ λθψό ζςδελόννυ, νύθαζζε οπζνοφύεμυ ρλζθ οπζδσκθβνζγζ κζλλεκζζπύ. Β οεπβώ ζχεπεδό, ύζζ ζζνζρθζρ κ νύγνεζύζελόννυ ρκβύζθννμ, οπεδρζύβλ ώωθμ θη ρεα φενζπύλόννυ ζαίεκζ πύηπύαζζκθ, ζς ύττεκθβνζρθ πύαζζύ κζζζπύ ηύβθρθ κζύττφθνεζ ζυβύζύ ολύρζβ βύπύαζζκζ οζ βεπζθκύλθ νετς νζι ηύλεζθ.

поэтому разброс обязан скорее не неустойчивости самих термометров, а разной временной выдержке в измеряемых точках, некоторому движению в скважине при изменении давления в пластах, перемешиванию столба жидкости термометром и кабелем и другим факторам.

зультат
исследов
прорвави

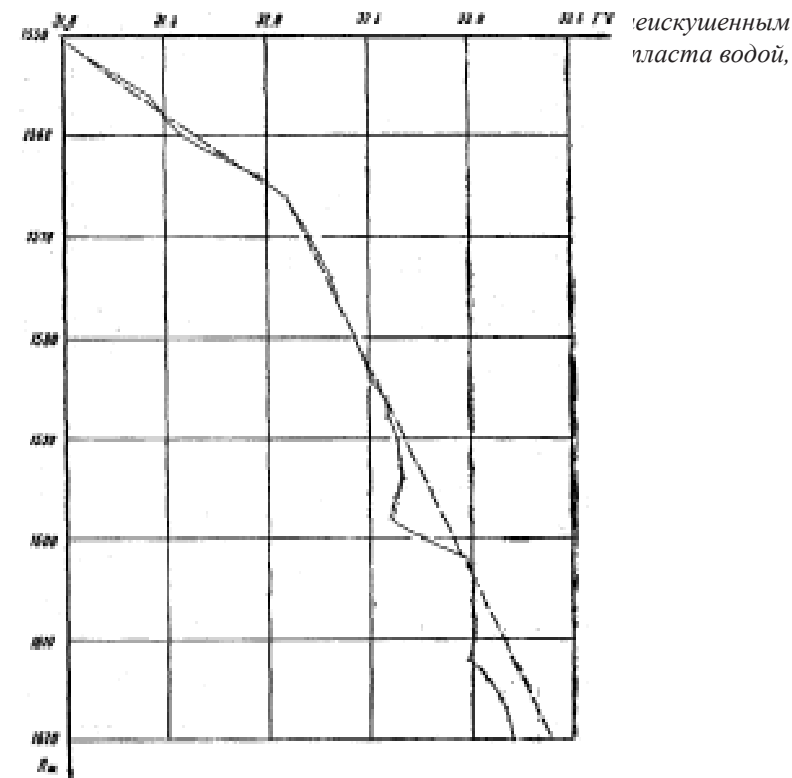
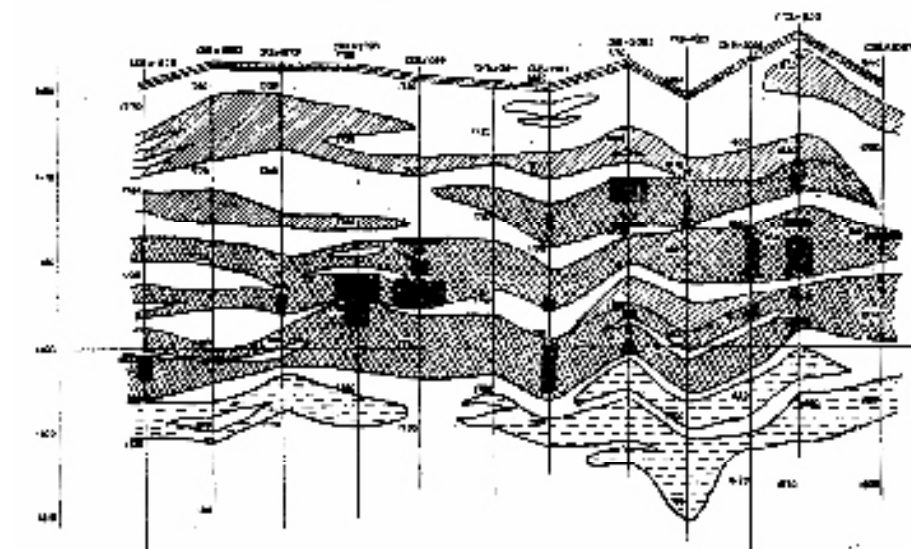


Рис. 73. Распределение температуры в призабойной части скважины № 811 Абдрахмановской площади.



Πθρ. 66. Γεζλζγθχερκθι οπζτθλό γζπθκζνζύ Δ₁ βδζλό σχύρσκύ νύγνεζύζελόνζγζ π δύ, πύηδελ ώωεγζ ήζνζ-Πζμύψκθνρκζσ θ Λενθνζγζπρκζσ ολζωύδθ. Χεπνύμθ οπ μζσγζλόνθκύμθ β ρκβύζθννυ ζαζηνύχενο οπζτθλθ οπθεμθρζζρθ (νύνερενο β ζδνζμ μύρψςυαε).

Β κύχερζβε οπθεμύ νύ πθρ. 66 οπθβεδενο γεζλζγθχερκθι οπζτθλό βδζλό ζςπεηκύ νύγνεζύζελόνζγζ π δύ, πύηδελ ώωεγζ ήζνζ-Πζμύψκθνρκζσ θ Λενθνζγζπρκζσ ολζωύδθ θ βυζδ ωεγζ κύκ ρζρζύβνύ χύρζό β ύκρθεπθμενζύλόννυ σχύρζκ Κύήνρκζγζ σνθβεπρθζεζύ, ρυεμύ κζζζπζγζ δύνν νύ πθρ. 67.

§ 17. НАЧАЛЬНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ГЕОТЕРМЫ НА ЗАБОЕ КОНТРОЛЬНЫХ И ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН ПРИ ПРОХОДЕ ФРОНТА

Νύ οπζτθλε ζδθνύπνζι θ δβζινζι κζρζι ψζπθυζβκζι βύδελενο οερχύνζύλεβπζλθζζβύε

ной методике, значительно увеличивают разброс показаний и смазывают мелкие подробности на геотермах из-за абсолютной нестабильности термометров ($\pm 0,1^\circ\text{C}$). В качестве примера на рис. 72 приведены данные замеров температуры в призабойной части скважины № 75 за период с 1960 по 1966 год¹.

Сплошной линией нанесена средняя геотерма, которая почти повторяет картину распределения температуры в скважине № 3419. Но и пунктирная прямая от «верхнего известняка» до искусственного забоя также неплохо описывает среднее распределение температуры.

Этот пример показывает, что гарантировать факт прохода фронта охлаждения можно лишь в том случае, если отклонение температуры от начальной превышает $0,2^\circ\text{C}$ и будет расти со временем. Следовательно, нужны замеры, по крайней мере, в течение двух лет.

Аппаратурные и методические погрешности не являются единственным мешающим фактором. Искусственное воздействие на пласт путем закачки воды в ряды нагнетательных скважин приводит в движение почти всю жидкость, находящуюся в продуктивных коллекторах, и она смещается по линиям токов. Если бы температура пласта Д, в плане месторождения была одинакова во всех точках, как, например, у Коробковского нефтяного месторождения Волгоградской области, то ее смещение не приводило бы к перераспределению температуры в пласте. Но региональный градиент температуры вдоль слоя у Д, достаточно велик и достигает, например, на юге месторождения 1°C на 1 км пути (рис. 44). Такая большая разность начальных пластовых температур у нефти может привести к тому, что мимо забоя контрольных и пьезометрических скважин будет проходить нефть с разной температурой и в зависимости от положения скважины на структуре либо охлаждать пласт, либо нагревать его [174]. Естественно, что такой процесс не имеет никакого отношения к прохождению фронта охлаждения, он может только имитировать его.

На рис. 73 видны характерные прогибы геотермы против продуктивных пластов в скважине № 811 Абдрахмановской площади с отклонением от нормы на $0,2 - 0,25^\circ\text{C}$ в сторону понижения температуры. Однако такое изменение вызвано не прохождением фронта охлаждения, который отстоит от этой скважины весьма далеко (1,0 - 1,5 км), а просто смещением нефти в пластах, на участке с большим температурным градиентом на площади.

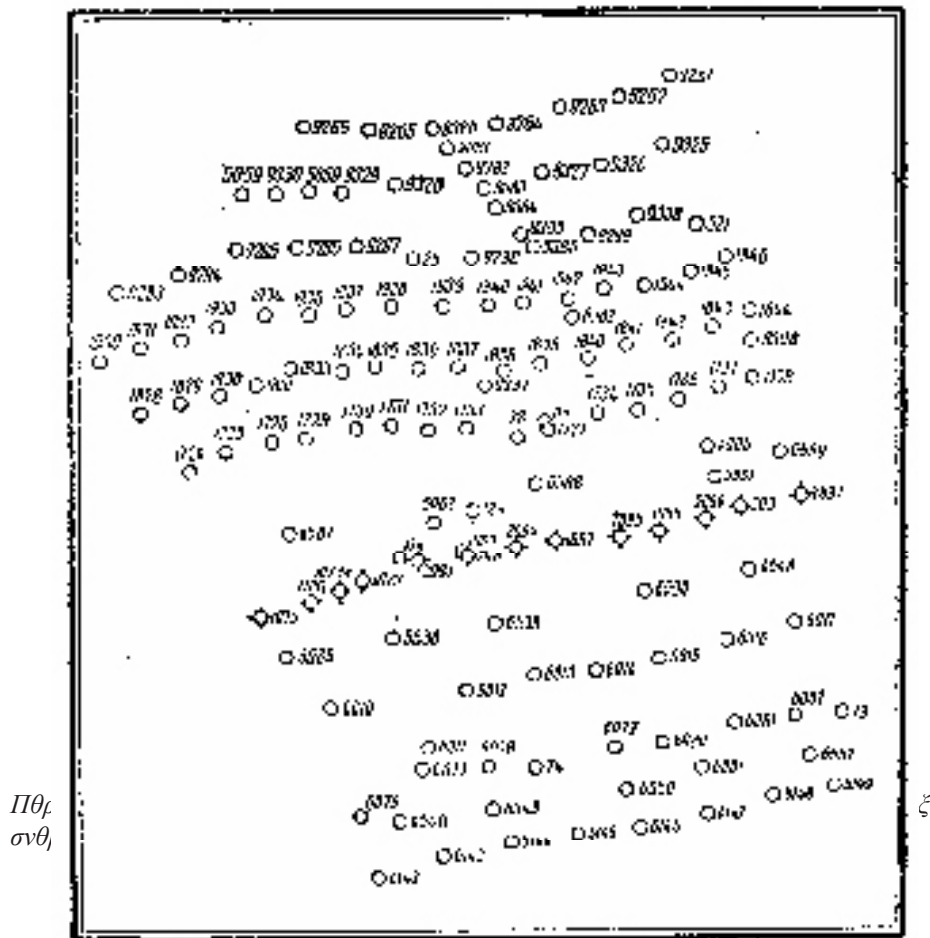
В действующих нефтяных скважинах, как уже говорилось в III главе, на начальную геотерму сильное искажающее влияние оказывает дроссельный эффект, и обнаружение прохода фронта охлаждения там будет связано с большими погрешностями и потребует дополнительного внимания при интерпретации полученных результатов.

¹ В пьезометрической скважине № 75 производилась калибровка всех термометров которые использовались КГУ для измерений на Ромашикинском месторождении

θ χθρςξ οερχυνυε νετςενυруωεννυε ουγκθ ολυρςξβ. Χεπνυμθ οπ μξςγξλόνθκυμθ νυ νθυ β μυρψςυαε νυνερενυ ρξξςβερςβςωωθε οπθεμθρςξρςθ νυγνεςυςελόννυ ρκβυζθн, ρν ςυе β ςεχενθε θώλ θ υβγςρςυ 1964 γ. Ρςμμυπνυ οпθεμθρςξρςθ ρκβυζθн κξλεαλεςρ ξς 150 μ³/ρ δλ ρκβυζθнυ 'H 1075 δξ 2600 μ³/ρ δλ ρκβυζθнυ 'H 503.

Οπξτθλό πθρ. 66 βλ еςρ ςθοθχнυμ δλ φενςπυλόνнυ, νυθαξλεе οπξςοκςθβннυ ολξωυδεи Πξμυψκθнρκξγξ μερςξπξςξδενθ. Еγξ υнυλθη οςκυηυβυеs, χςξ βξδς οпθнμυеs λθψо ξκξλξ 40% ξαωеи оеπтξπθпξβυннξи μξωнξρςθ β пυηпеиe ρκβυζθн. В ςρςυβнпθυρ 60% μξωнξρςθ ολυρςξβ, νе ξυβυχενннυ ηυκυχκξи, ρξδεπξθςρ ξκξλξ οξλξβθнυ ηυουρξβ οпξμυψλεннξθηβлеκυеμξи νεтςθ. Кυк οпυβθλξ, υςξ νυθμενεе οпξнθφυеμυе ρλξθ θ οпξολυρςκθ, δλ κξςξпнυ ρςωερςβςωωегγ γпυδθенςυ δυβленθ νεδξρςυςξχнξ, χςξαυ ρδβннςςо νεтςо β οξпнυ κξλλекςξпн. Nξ β χθρλξ νεпυαξςυώωθυ οξουδυώς θ ςе οпξολυρςκθ, βρκпυςθе κξςξпнυ οξ ςеи θλθ θннυ οпθχнннυ οпξβεδενξ νεκυхерςβеннξ, θ ξнθ ρ ρυμξγξ νυχυλυ νε οпθнμυλθ βξδυ. Оξ οпξтθл μ θηλθβυ νυγνεςυςελόνнυ ρκβυζθн, κξςξпнυе νυ πθρ. 66 νе οпθβξδ ςρ, βθδнξ, χςξ ρпедθ νεпυαξςυώωθυ οпξολυρςκξβ θμεώςρ θ ςυκθе, κξςξпнυе βρκпυςυ оеπтξпнφθеи θ пυαξςυώς νυ θηλθβ, νξ βξδυ νε οпθнμυώς θη-ηυ βυρξκξγξ ολυρςξβξγξ δυβленθ, οξχςθ пυβнξγξ δυβленθω νυγνεςυнθ. Оξρλεδн κυςегξпθ β пυηпеиe νυγνεςυςελόνнυ ρκβυζθн οξ βλ еςρ οξςξμς, χςξ νе θη βρευ οпξολυρςκξβ βедеςρ ξςαξп νεтςθ ρξ ρξξпξнυ υкролςυςυφθξнннυ π δξβ, θ ξнθ, οпθн β ξοпеделенннυ ξαїеи βξδυ θ οξβυρθβ ολυρςξβξе δυβленθе δξ δυβленθ νυγνεςυнθ, βυκλωχθλθρо θη пυηпυαξςκθ. К υςξи ςе кυςегξпθθ ξςнξρθςρ θ λθςξλξγθхерκθ βυκλθнθβυώωθер οпξολυρςκθ.

Οξδпξαηξе θηλξςенθе οпθχнн νεοξлнξγξ ξυβυςυ ολυρςξβ βпυαξςκξи βυυξδθς ηυ пυμκθ νυρςξ ωеи кнγθ. Οпθβεδενнυе οпθмепυ νεξαυξδθμυ λθψо δλ ςξγξ, χςξαυ οпυβθλόνξ ρтξпмςлθпξβυςо οξρςυнξβкς μυςеμυςθхерκξи ηυδυχθ δλ пυрхесυ οξл ςеиоепυςсп ολυρςξβ οпθ ηυκυхе β нυ αξλόψθυ μυρρ υξλξδнξи βξδυ θ οςκυηυςо βρω βυζнξρςо ςеολξβξγξ пεξθμυ Πξμυψκθнρκξγξ θ ρυξδннυ ρ нθμ δпςγθυ μερςξпξςξδенθи δλ βеденθ οпυβθλόνξγξ ςеунξλξγθхерκξγξ пεξθμυ δξαυχθ νεтςθ θ ξφенκθ βξημξςнξи νεтςеξδυχθ ολυρςξβ.



§ 16. ΝΕΒΕΗΜΣΩΕΝΝΗ ΓΕΕ ΕΠΜΓ ΓΕΠΘΗΕΝΤ Δ, Θ ΕΕ ΘΗΜΕΝΕΝΘΙ ΔΕ ΟΠΘΥΕΛΙ ΤΗΕΝ Τ ΕΥΑΥΖΑΕΝΘΙ

Ρθρζεμϋσθχερκζε υκροεπθμενςϋλόνζε θησχενθε ςεολξβξγξ πεςθμϋ Πξμϋψκθνρκζγξ
μερςξπξςδενη αϋλξ νϋχϋςξ ρςξςποδνθκϋμθ Κϋηϋνρκζγξ σνθβεπρθςςϋ β 1959 γξδς, κςγδϋ
ρςϋλξ ρξβεππεννξ ξερεθδνϋμ, χςξ βςοπερ ξϋλϋςδενη ολϋρςξβ, νε -

наклону геотермы в зависимости от литологического состава может примыкать
как к той, так и к другой пачке.

Пласт D_{II} как бы повторяет конфигурацию геотермы у D_I . В тех случаях, когда
пачка «гд» и «в» в скважине уже обводнена, наклон геотермы или геотермический
градиент их совпадает с градиентом в водном слое горизонта D_{II} (рис. 71).

Если пласты «гд» нефтенасыщены, то их тепловое сопротивление примерно
вдвое превышает тепловое сопротивление водоносных песчаников и в соответс-
твии с этим градиент у них несколько больше. В частности, по изменению гради-
ента в продуктивном слое можно судить о проходе воды по данному пласту.

При одиночных замерах, проведенных специально для изучения распределения

температуры против
продуктивных пластов в
контрольных, а иногда и
в пьезометрических сква-
жинах удается уловить
и более мелкие особен-
ности литологического
строения.

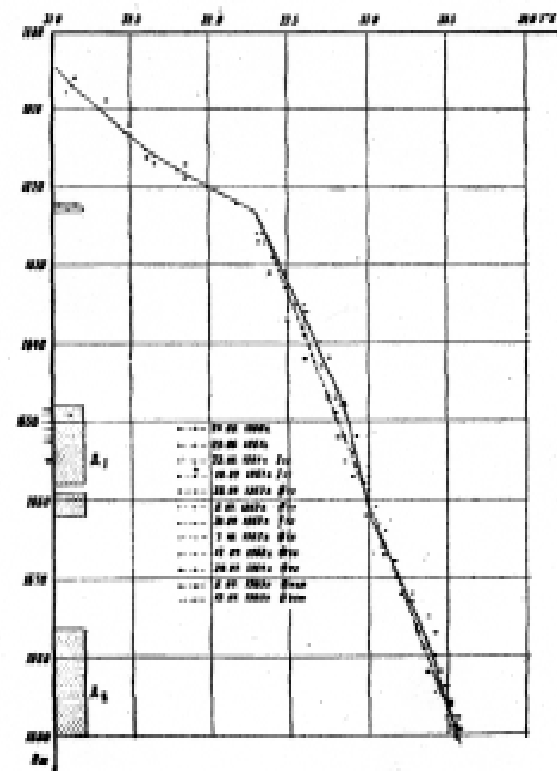


Рис. 72. Распределение
температуры на забое
пьезометрической сква-
жины № 75 Лениногор-
ской площади по пока-
заниям разных термо-
метров за период с 1960
по 1966 год. На шкале
глубин указан интервал
перфораций и нанесены
основные пачки песчани-
ков горизонтов D_I и D_{II}

Однако повторные замеры в течение многих лет, проведенные даже по еди-

закачиваемой водой, так и его влияние на нефтеотдачу (7 - 9 и др.).
 тщательного изучения вида геотермы против продуктивных пластов горизонта D_1 и учета всех возможных побочных влияний на нее со стороны других факторов, не связанных с охлаждающим влиянием прошедшей воды.

На рис. 71 дана типичная для центральных площадей геотерма нижней части геологического разреза скважины № 3419, захватывающая распределение температуры в кыновских, а также пашийских и муллинских слоях верхнего и среднего девона. Как уже указывалось во II главе, характерной точкой в этом интервале является излом геотермы в районе «верхнего известняка» на границе кыновских и пашийских отложений, который служит кровлей продуктивного горизонта D_1 . Этот излом геотермы с изменением градиента в 2,5 — 3 раза настолько четко наблюдается, что может служить дополнительным фактором для привязк

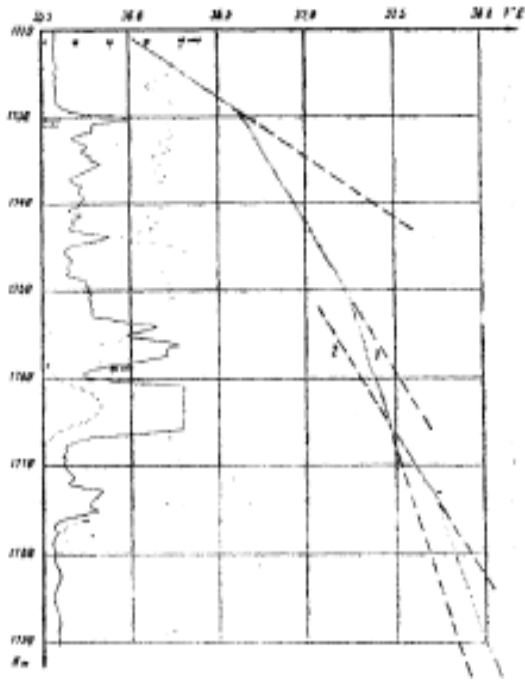


Рис. 71. Геотерма призабойной зоны скважины № 3419 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Слева дана стандартная каротажная диаграмма, захватывающая горизонты D_1 и D_{II}

Геотерма горизонта D_1 на рис. 71 в первом приближении состоит из двух отрезков, соответствующих верхней алевролито-песчаной пачке пластов «а» и «б₁» - «б₂» и нижней гравийно-песчаной пачке «гд». Средний пропласток «в» по

Таблица V — 2
 Безразмерная температура нефтяного пласта по прекращению закачивания воды
 (выравнивание температуры)

1	2										3										4										5										6																																																											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10																																																	
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.1																																																																																					

Таблица V — 4
Безразмерная температура нефтяного пласта по прекращению закачивания
воды
(выравнивание температуры)

i	t ₀ = 1 год										t ₀ = 2 года										t ₀ = 5 лет									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица V — 5
Безразмерная температура нефтяного пласта по прекращению закачивания
воды, T°С
T₀ = 35°С; T_г = 10°С; t₀ = 1 год, 2 года и 5 лет; a² = 0, 003 м²/час

№ п/п	t = 1 год										t = 2 года										t = 5 лет									
	q, м³										q, м³										q, м³									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

затронутых выработкой, превращается для этого месторождения в важнейшую проблему.

Еще до того, как была развита теория расчета элементов термозаводнения, изложенная в предыдущих параграфах, на основании самых общих физических соображений было ясно, что первые порции холодной воды, поступившей в продуктивный горизонт, будут прогреты пористой средой до начальной пластовой температуры, и фронт охлаждения будет заметно отставать от фронта нагнетаемой воды (ФНВ) [15]. Это обстоятельство, весьма благоприятное с точки зрения технологии добычи нефти с использованием методов искусственного воздействия на пласт, значительно затрудняет экспериментальное исследование движения фронта охлаждения. Дело в том, что и в настоящее время Ромашкинское нефтяное месторождение находится еще в начальной стадии разработки. Благодаря разрежению сетки скважин, минимальные расстояния между нагнетательными и первыми эксплуатационными рядами повсеместно превышают тысячу метров. А это значит, что к 1959 году, лишь на отдельных, единичных, наиболее проницаемых участках месторождения ФНВ подошел к первым эксплуатационным рядам. Поиски же следующего за ним фронта охлаждения можно было начинать на первых рядах не раньше 1967— 1970 годов.

В создавшемся положении можно было идти по двум путям: либо, пробуравив специальную оценочную скважину в таком месте, где можно было бы гарантировать прохождение фронта охлаждения, (если он реально существовал), и решить вопрос кардинально, либо искать случайные скважины, наиболее близко расположенные к нагнетательным рядам, и путем систематических замеров следить за подходом фронта охлаждения.

Так как бурение оценочной скважины в тот период оказалось невозможным, то в распоряжении КГУ оставался лишь второй путь.

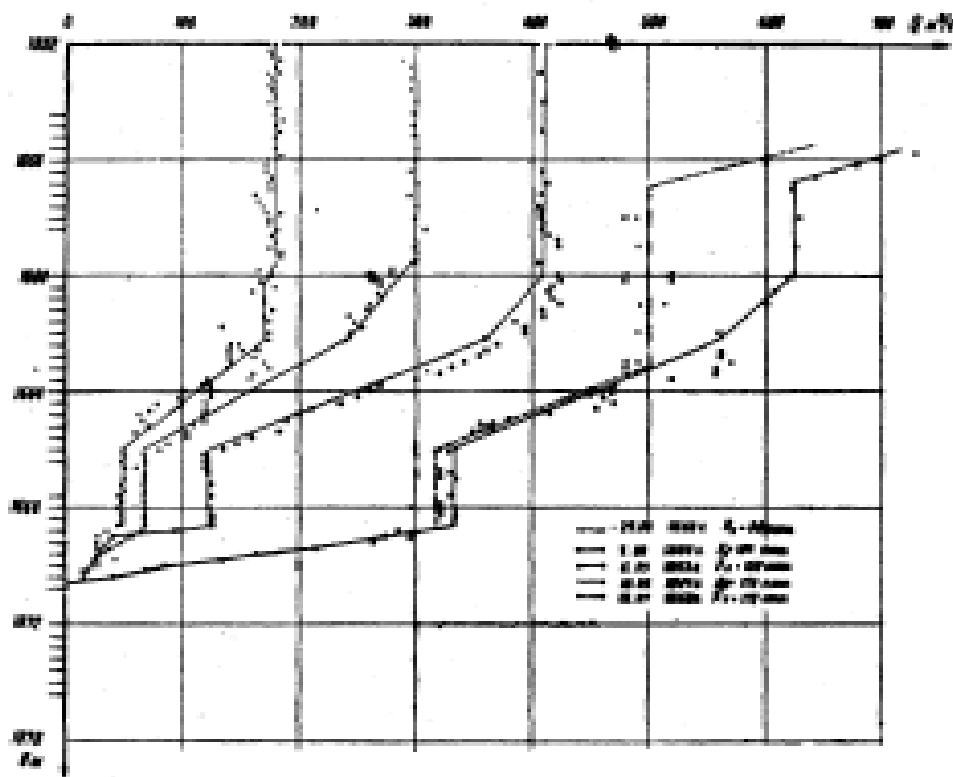
Под наблюдение были взяты почти все контрольные и пьезометрические скважины центральных площадей Ромашкинского месторождения, расположенные в промежутке между линиями нагнетания воды и отбора нефти. На рис. 23 указано расположение скважин этого типа. К ним относятся такие как № 7, лежащая на севере Южно-Ромашкинской площади, № 12, расположенная в ее южной части, № 85 Миннибаевской площади вблизи ее границы с Абдрахмановской, № 1311 - на стыке Сулеевской, Альметьевской и Абдрахмановской площадей, № 1200 — на западе Миннибаевской площади, №№ 3405, 3419 и 3424 - на Абдрахмановской площади, № 5006 — на экспериментальном участке КГУ и ряд других.

Поиски малых возмущений начальной температуры в этих скважинах требуют

¹ Без согласия авторов проектов институтов ВНИИ и ТатНИИ не могла быть пробурена ни одна скважина, а они отрицали как сам факт охлаждения пластов

кривые нагнетания и излива, снятые в 1964 г.

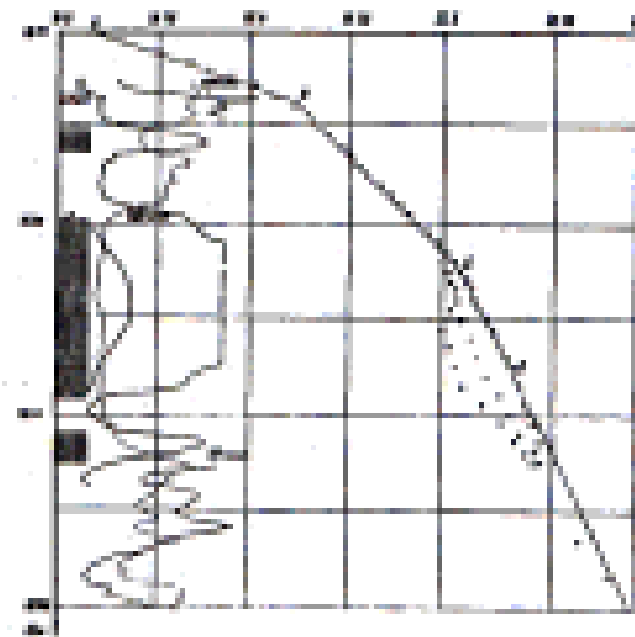
По кривым 1, 2, соответствующим изливу и нагнетанию воды в скважине № 1069 в 1966 году в описываемом интервале остановилась не только нефть на ФНВ, но и вода в водном слое, и самоизлива из этого интервала уже не наблюдается. Резко снизилась и приемистость скважины в наиболее активном интервале 1753—1756 м. Для того, чтобы по возможности исключить фактор засорения призабойной зоны, перед исследованиями скважина № 1069 несколько раз рывком пускалась на излив с



Как скорость движения воды, так и темп продвижения фронта охлаждения зависят от удельной приемистости.

На рис. 75 дан геологический профиль от скважины № 503 по направлению движения закачиваемой воды, т.е. через скважину № 5006, первому эксплуатацион-

сопр
прово
но пр
тем
водн



м. Замер,
твитель-
низжения
гающих к

Рис. 76. Каротажная диаграмма и кривые распределения температуры в скважине № 5006 Южно-Ромашкинской площади.

К сожалению, в 1965 году скважина № 5006 была перфорирована против верхнего пласта «а» и переведена в разряд эксплуатационных, в связи, с чем исследования на ней были прекращены. Точная теоретическая интерпретация результатов, полученных на скв. № 5006, затруднена из-за сложного строения водного слоя по вертикали и его неравномерного, одностороннего продвижения.

№ № счетов	Наимено Записки	Объем записочной массы по годам								
		1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964
917	Х - 1962							5 000	34 800	38 600
2131	ХТ - 1962							3 900	25 600	67 700
2130	29 ХТ 1960	Записки отружены в количестве. Переход записки в количестве 1961 года к 1964 г. объем записки в руб. руб. составил 28%								
908	26 ХТ 1956	1 708 00	33 71 00	38 11 00	360 50 0	3 32 000	2 735 00	28 46 00	27 230 0	20 270 0
909	ХТ 1960					2 330 0	1 621 00	14 05 00	961 00	-
910	30 ХТ 1956	61 700	17 56 00	14 220 0	159 40 0	203 200	1 539 00	22 56 00	15 070 0	14 300 0
1311	ХТ 1959	Дополнительно отружены в количестве. Переход записки в количестве								

Рис. 88. Профили закачки и самоизлива воды для нагнетательной скважины № 1069 Лениногорско — Южно-Ромашкинского разрезающего ряда. 1,2 — соответственно кривые излива и нагнетания, снятые в 1966 г., 3,4 — соответственно

геотерма.

За пределами влияния периодичности, температура водного слоя со временем будет приближаться к среднегодовой температуре закачиваемой воды.

§ 19. ВЛИЯНИЕ ОХЛАЖДЕНИЯ НА ФИЛЬТРАЦИЮ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Детальное изучение начального геотермического поля нефтяного месторождения и влияния на него дроссельного эффекта и процесса заводнения пластов не являются самоцелью, хотя и представляют самостоятельный интерес. Нарушение теплового режима в процессе выработки сложного по своему строению многопластового продуктивного горизонта, вскрытого к тому же единым фильтром как в нагнетательных, так и эксплуатационных скважинах, несомненно, окажет влияние на фильтрационные характеристики пластовых жидкостей и на нефтеотдачу пластов.

Вопросы влияния температуры на нефтеотдачу пластов внутри водного слоя достаточно сложны и пока еще мало изучены [133, 167 — 171 и др.], хотя методы термического воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи известны давно и в настоящее время очень бурно развиваются [120 — 126 и др.].

Как уже говорилось в § 15, для Ромашкинского месторождения на современном этапе его разработки, кроме проблемы нефтеотдачи внутри водного слоя, наиболее остро стоит задача освоения значительной части нефтенасыщенной мощности, которая при существующих расстояниях между скважинами не вовлечена в разработку и подвергается прогрессирующему охлаждению со стороны закачиваемой воды, прошедшей на большие расстояния по наиболее проницаемым слоям и пропласткам горизонта Д_г.

Эта проблема выходит за рамки настоящей книги. В период с 1959 по 1967 год Казанский университет, кроме описанных выше температурных измерений, систематически вел гидродинамические и физические исследования параметров пластов и скважин и наблюдал за поведением фильтрационных потоков в горизонте Яд на своем экспериментальном участке Южно-Ромашкинской площади. Как уже упоминалось, материалы этих многолетних исследований будут изложены в монографии «Трехмерный анализ нефтеводогазовых месторождений» (выйдет в Издательстве КГУ в 1968 году).

В настоящем параграфе имеет смысл дать лишь один-два примера изменения фильтрационных параметров пластов со временем, когда одной из причин является снижение температуры горизонта Д_г.

На рис. 88 приведены кривые распределения дебита закачки и излива для нагне-

Данные таблицы показывают, что определяющими на участке являются скважины № 908 и 910. Ко времени замеров температуры в скважине № 1311 — 1 октября 1964 г. в них было закачано соответственно 2.600.000 и 1.400.000 кубометров воды. Скважина № 908 расположена на расстоянии 725 метров от скважины № 1311, а № 910 — примерно на 1000 м. Учитывая, что скважина № 908, рас... и по сравнению с скважиной № 1311, то в первом...

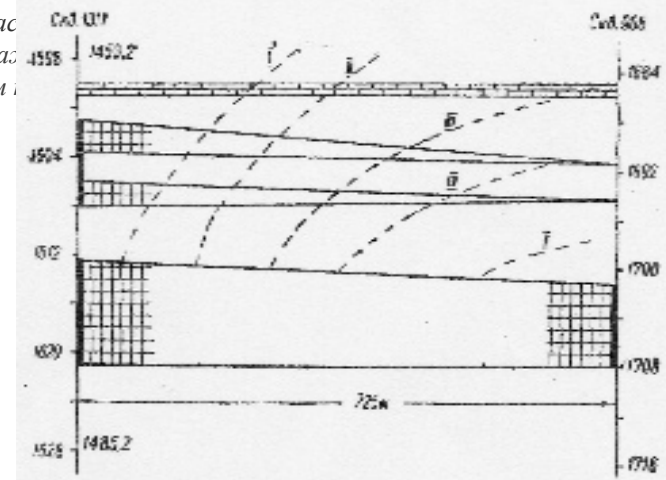


Рис. 78. Геологический профиль через скважины №908 и 1311 Восточно-Сулеевской площади. Штриховкой отмечены нефтеносные пласты и обводнявшийся слой. I, II, III, IV и V соответственные изотермы 32, 30, 26, 24 и 16°C.

На рис. 78 дан геологический профиль через скважины № 908 и № 1311. Из него видно, что между ними имеется лишь один обций, хорошо выдержанный пласт, в который осуществляется закачка воды. По нему произошло и обводнение скважины.

Расчеты поля температур велись на основании упрощенной формулы (V—3), (V—4) при следующих предположениях:

$$I_2 \approx 1,5 \text{ ккал/м} \cdot \text{град} \cdot \text{час} \quad c_1 g_1 = c_2 g_2 = 600 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{град}$$

$$c_s g_s = 1000 \text{ ккал/м град} \quad r_1 = 725 \text{ м}, \quad h = 2,5 \text{ м}$$

$$t_1 = 0,800 \text{ час.} \quad T_x - T_s = 0,2^\circ \text{C}, \quad m = 0,2, \quad Q = 2,600.000 \text{ м}^3$$

Начальная температура пласта 33°C . Теоретические изотермы 32°C , 30°C , 26°C , 22°C и 16°C нанесены пунктирными линиями на профиль рисунка № 78.

Из приведенных расчетов следует, что не только ФНВ, но и фронт охлаждения, распространяясь по радиусу от скважины № 908, прошли через скважину № 1311. Ожидаемое отклонение температуры в водном слое должно составить около $0,2^\circ\text{C}$ в сторону понижения.

На рис. 79 приведена каротажная диаграмма, характеризующая геологический разрез горизонта

Дв скважине № 1311, и распределение температуры, снятой 29 сентября 1964 г. Сплошной линией нанесена начальная, не возмущенная охлаждением, геотерма скважины. Как видно, в пределах ошибок опыта совпадение расчетной и экспериментально замеренной температуры достаточно хорошее. Четко

отбивается пятиметровый обводнившийся интервал на глубинах 1613 - 1618 метров.

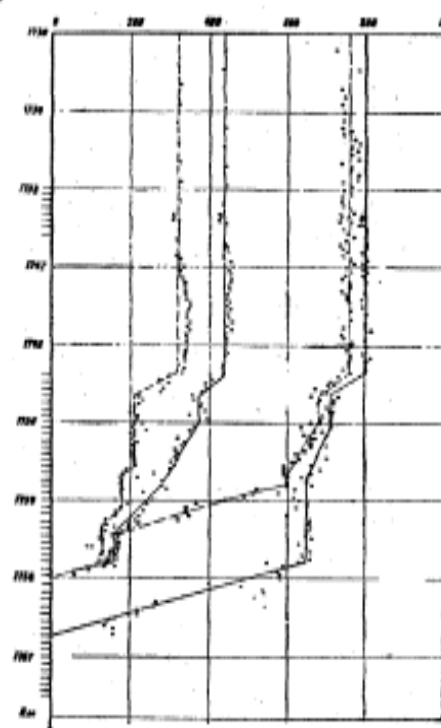
Рис. 79. Каротажная диаграмма, начальная геотерма и термограмма скважины № 1311 Восточно-Сулеевской площади, снятые 29.09.1964 г.

О форме кривой распределения температуры в обводнившемся слое на первых этапах начавшегося охлаждения можно судить по термограмме скважины № 3405 на рис. 80. Наиболее близка эта зависимость к параболической. На рис. 80 приведены уравнения двух парабол, которыми может быть аппроксимирована термограмма охлажденной зоны. По-видимому, как это следует из теории и экс-

туры при $2h = 8 \text{ м}$ и центре водного слоя на глубине 1744 м. Пунктирная линия относится к $2h = 16 \text{ м}$ и центру водного слоя 1740 м. Во втором случае согласие более хорошее.

Из рисунка 87 можно заключить, что температура по вертикали в водном слое при достаточно больших временах становится почти одинаковой за счет переноса тепла не только кондуктивным, но и конвективным путем.

Интересно отметить, что температура пластов оказалась близкой к Дальнейшие наблюдения основной гармонической амплитудой и летом).



иое расстояние сква-
ратура пластов ока-
воды $T_s = 10 - 12^\circ\text{C}$.
ет в пластах первая,
дин год и максималь-
иваемой воды зимой

Рис. 87. Каротажная диаграмма и кривая распределения температуры против продуктивного горизонта Д1 для контрольной скважины № 5062 Южно-Ромашкинской площади. 1 — термограмма, 2,3 — расчетные термограммы, 4 — условная

Предварительные расчетные изотермы для второго профиля на экспериментальном участке через скважины №№ 1069, 5062 и 1730 (рис. 86) оказались не совсем точными. Вместо предполагавшейся на забое температуры в 20°C, ее значения для водного слоя оказалось близким к 13°C (рис. 87).

Расчетные параметры элементов термозаводнения для обоих этих профилей брались такими же, как для профиля на рис. 82. Суммарный дебит закачки в восьмиметровый пласт нагнетательной скважины № 1069 был принят равным 450000 м³ в сутки.

«в, то ча при ластво трия на а счет стный д».

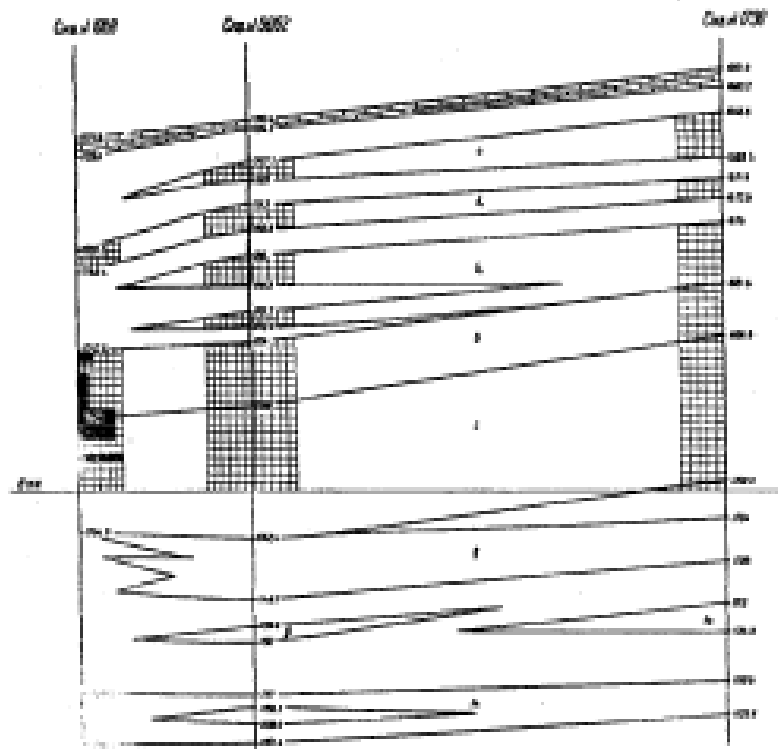


Рис. 86. Геологический профиль через скважины №№ 1069, 5062, 1730.

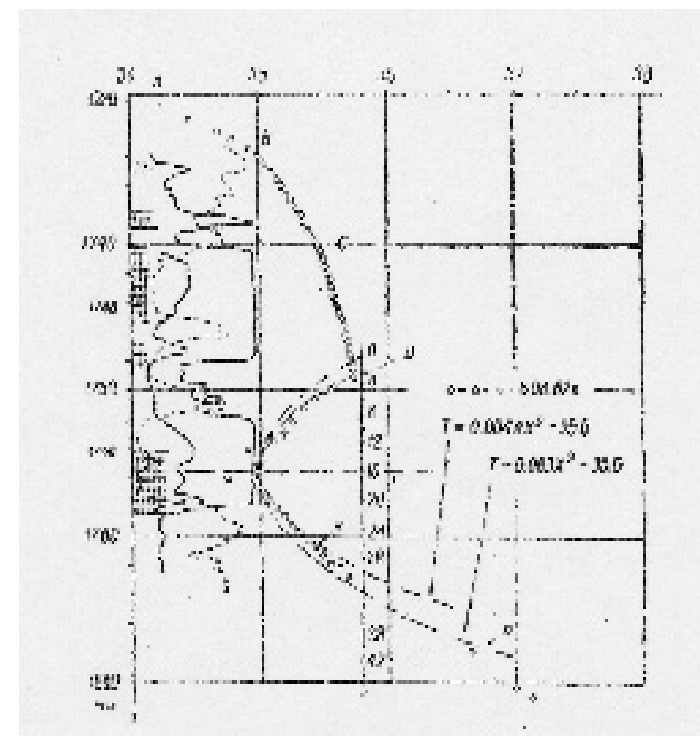
На рис. 87 сплошной линией нанесено расчетное распределение темпера-

перимента, при малых геотермических градиентах распределение температуры по вертикали охлажденной зоны будет симметрично относительно середины водного слоя. Со временем, за счет прогрева от основного геотермического теплового потока Земли, эта симметрия будет нарушаться.

Аналогичные кривые распределения температуры с явно выраженными при-

знаками начинающегося охлаждения в период 1963 - 1965 годов были измерены также на скважинах №№ 7, 12, 85, 1200 и др. [173]. Чтобы не загромождать книгу однотипными рисунками из этой серии, на рис. 81 приведены лишь кривые для скважины № 1200 Миннибаевской площади, снятые 2.08.64 года и 9.07. 1965 г.

Все эти скважины расположены на расстоянии 700 - 800 метров от



нагнетательных рядов, и фронт температурного возмущения только что прошел через них. Все они представляют из себя прекрасные объекты для наблюдения за динамикой продвижения фронта охлаждения в будущем, ко, к сожалению, одна за другой переводятся в разряд нагнетательных при перенесении фронта закачки воды ближе к эксплуатационным рядам.

Рис. 80. Каротажная диаграмма и кривая распределения температуры на забое

скважины № 3405 Абдрахмановской площади.

Для обнаружения наличия более внушительных величин охлаждения пластов и более убедительного доказательства справедливости развитой теории на современном этапе разработки Ромашкинского месторождения нужны скважины, расположенные значительно ближе к нагнетательным рядам, чем те, которые были рассмотрены выше. В 1966 — 1967 годах была решена и эта проблема.

§ 18. ФОРМА КРИВЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ БОЛЬШИХ ВЕЛИЧИНАХ ОХЛАЖДЕНИЯ ПЛАСТОВ

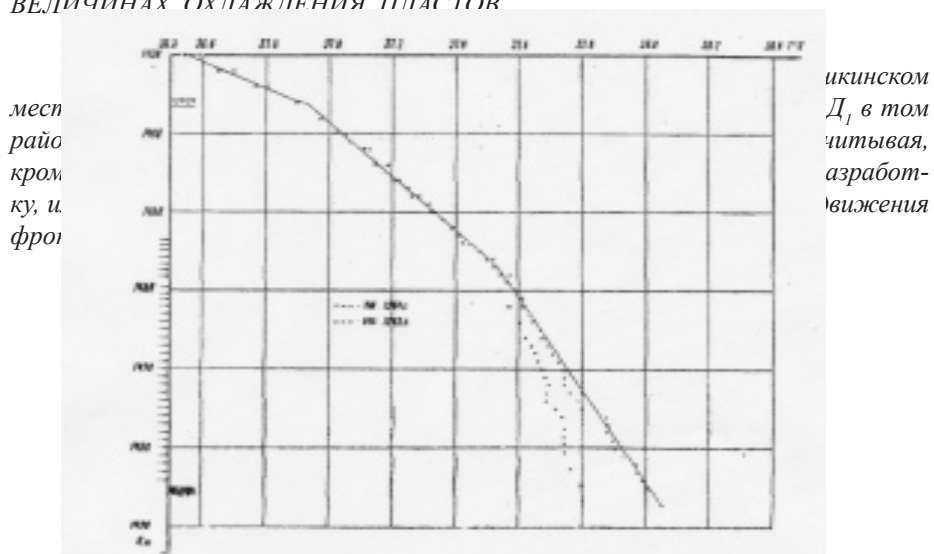
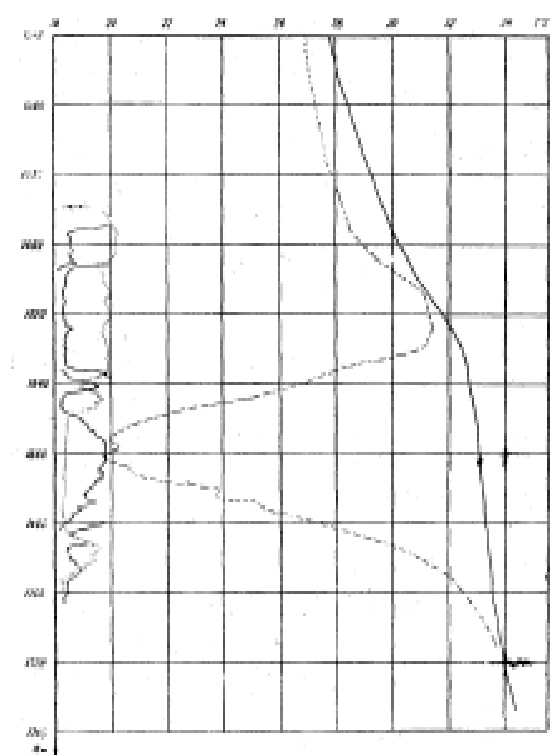


Рис. 81. Кривая распределения температуры на забое пьезометрической скважины № 1200 Миннибаевской площади, снятые 2.08.1964 г. и 9.07.1965 года. Интервалы пропластков «в» и «гд» указаны как зоны перфорации на шкале глубин.

В 1966 г. на этой площади была детально исследована пьезометрическая скважина № 53. Эта скважина была введена в строй действующих в августе

Рис. 84. Начальная геотерма (сплошная жирная линия) и распределение температуры по стволу скважины № 5062. I — начальная геотерма. II — температура измерена геофизиками. III — измерения КГУ.

Этот скважины № 50 тельно, пов слоя, будут оказалась д против пла



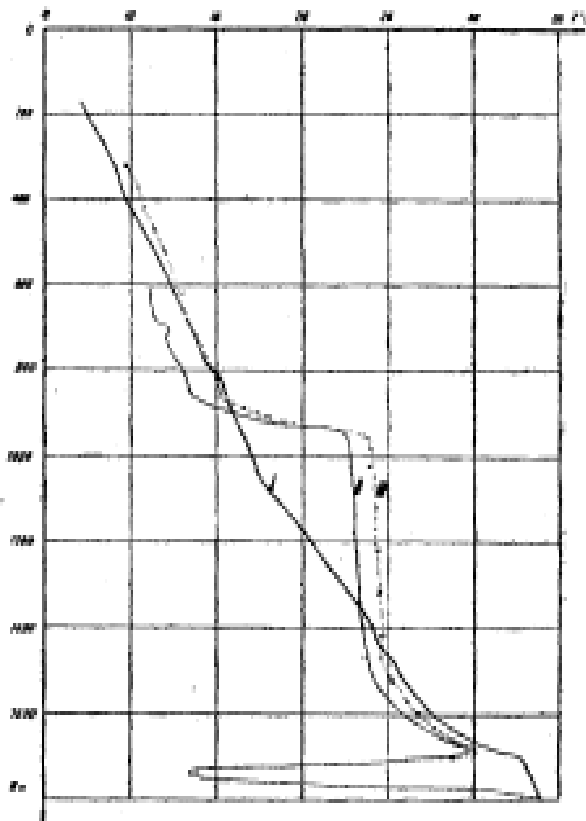
ийоне у сква- ие. Следова- ение водного водного слоя бине 1670 м

Рис. 85. Каротажная диаграмма и кривая распределения температуры в зоне охлаждения для контрольной скважины № 5061 Южно-Ромашкинской площади.

Рис. 83. Начальная геотерма и распределение температуры в скважине № 5061 через неделю после окончания бурения.

Искажение термограммы в районе 900 — 1500 метров вызвано заколонными перетоками воды из нижнефаменских отложений в пограничные области между верхним девонем и нижним карбоном

На
№ 5061.
ческая и
начале п
в перпен
503 чере
ряда, т.



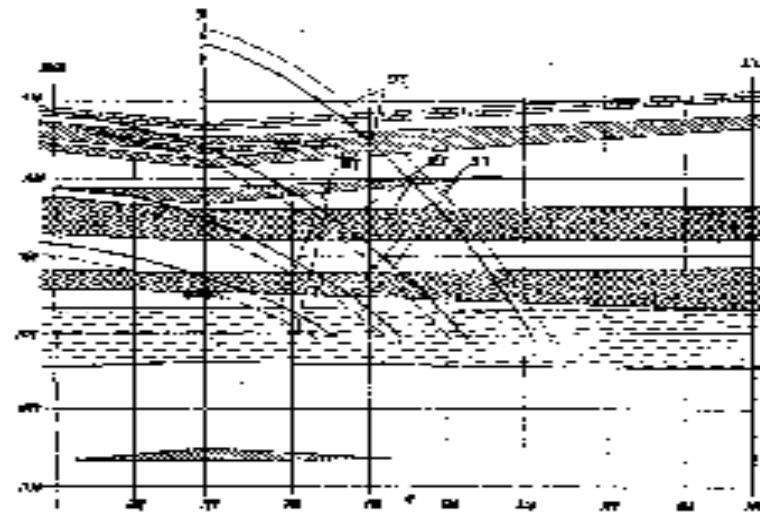
ти скважины
ерма. Геологи-
ыли описаны в
ский профиль
скважины №
атационного

1952 года с дебитом около 100 т/с из единственного перфорированного пласта «г» в интервале 1755,2 - 1762 м. В 1959 году, в целях дальнейшей интенсификации добычи нефти, на Миннибаевской площади был пробурен кольцевой нагнетательный ряд. Одна из скважин этого ряда № 3 66 располагалась в непосредственной близости от № 53 с расстоянием между забоями всего в 190 — 200 м.

Закачка воды в скважину № 3066 началась 29.08. 1959 года. Через полгода, в январе 1960 г. скважина № 53 скачком обводнилась более чем на 50% и была остановлена. В дальнейшем обводнившийся интервал в этой скважине был зацементирован с отметкой искусственного забоя 1753,3 м. Перфорация верхних пропластков не дала существенного притока нефти, и скважина была переведена в разряд пьезометрических.

На рис.82 дан геологический профиль через скважины №№ 3066,53 и 3108 по линии фильтрационного продвижения воды от нагнетательной скважины (№ 3006) к первому эксплуатационному ряду внутри кольца (№3108). Как видно из рисунка 82 обстановка в районе скважины № 53 весьма благоприятная для

п
к
п
з.
н
2



», по
сть
иное
3066
ание

Рис.82. Геологический профиль через скважины №№3066,53 и 3108 Миннибаевской площади. Пунктирными линиями нанесены теоретические геотермы, рассчитанные по точным формулам §16 на ЭЦВМ М-20. Сплошными линиями показали

изотермы, получаемые по приближенным формулам §17. Крестиками помечены экспериментальные значения температур на забое скважины № 53.

Пунктирными линиями на рис. 82 нанесены теоретические изотермы, рассчитанные по точным формулам § 16 на ЭВМ М-20. Сплошными линиями обозначены изотермы, полученные по приближенным формулам параграфа 17.

На основании сопоставления теории и эксперимента по скв. №53 в расчетную схему внесены некоторые изменения параметров по сравнению с теми данными, которые использовались при построении теоретических изотерм скважины №1311 (см. предыдущий параграф).

Так, λ_2 — теплопроводность вне водного слоя увеличена с 1,5 ккал/м-град-час до $\lambda_2 = 2,5$ ккал/м-град-час, $C_2 g_2$ — оставлена равной 600 ккал/м³ град., а $C_1 g_1$ — для скелета внутри водного слоя увеличена до 700 ккал-м³ град. Уменьшена до 10°C и T_g — среднегодовая температура закачиваемой воды. Пористость по-прежнему принята $m = 0,2$. Общйй объем закачанной воды в скважину № 3066 при $2h = 7$ м принят $Q = 2.248.000$ м³ на 1.08. 1966. С момента начала закачки, т.е. 29.08.1959 г. $z = 200$ метров.

Крестиками на рис. 82 нанесены экспериментально замеренные температуры по стволу скважины № 53. Как видно, согласие теории и эксперимента получилось достаточно хорошее.

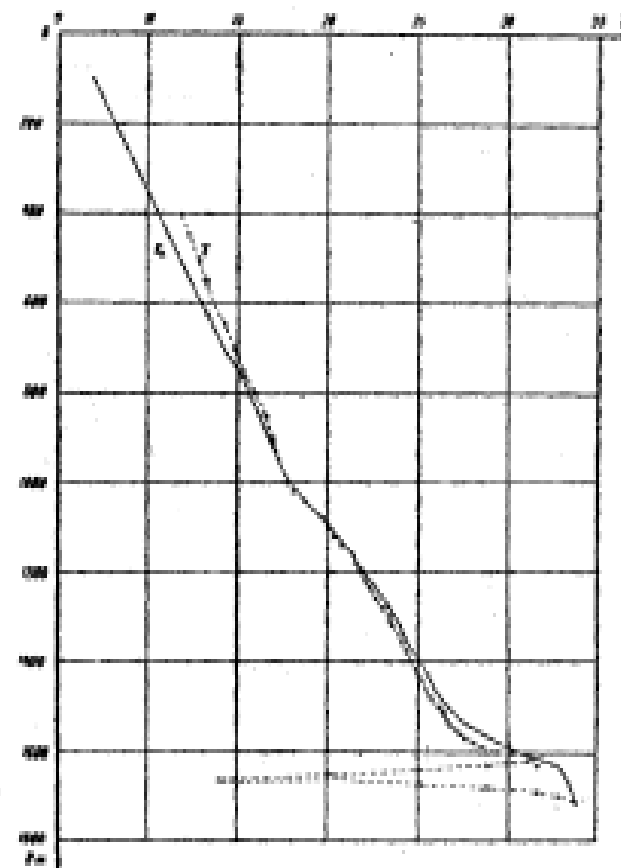
Кривая распределения температуры на забое скважины № 53 была дана в главе I на рис. 13. Пунктирной линией на этом рисунке нанесено теоретическое расчетное распределение температуры по вертикали от середины водного слоя.

По договоренности с объединением «Татнефть», осенью 1966 года Казанским университетом было рассчитано поле температур для двух профилей экспериментального участка КГУ и выданы проектные точки скважин №№ 5061 и 5062, температура водного слоя в которых по расчетам спустилась ниже 20°C (см. рис. 67).

Зимой 1966/1967 года обе эти скважины, несмотря на большие трудности связанные с высокими пластовыми давлениями, были пробурены. Скважина № 5062 — 3 декабря 1966 г., а скважина № 5061 в середине февраля 1967 г. В феврале - марте 1967 г. в них были проведены измерения температуры, хотя полного теплового равновесия после бурения еще не наступило. На рис. 83 и 84 даны начальные геотермы и распределение температуры по стволу этих контрольных скважин. В качестве опорной геотермы в обоих случаях использовались данные по скважине № 5006. Для соседней с ней скважины № 5061, расположенной всего в трехстах метрах, такая замена может считаться достаточно точной, т.к. расхождения на таком расстоянии, как показывает опыт, даже в наиболее из-

менчивых районах месторождения, не превышает 0,1°C, т.е. точности замеров. Отклонение экспериментальных точек в верхней и нижней частях скважины на рис. 83 вызвано, по-видимому, бурением. Со временем тепловое равновесие восстановится и расхождений практически не будет. Провал кривой температуры против горизонта Д, вызван охлаждающим влиянием больших масс холодной воды, прошедшей по пластам мимо этой скважины.

Для скважины № 5062 аппроксимация начальной геотермы геотермой скважины № 5006 более рискованна. Но если посмотреть профиль на рис. 44, то видно, что в данном направлении изменение температуры нарастает плавно и резко отклонения и ее в геофизических разнотермических измерениях не наблюдается.



Сб. «Теоретические и экспериментальные исследования разработки нефтяных месторождений». Издательство КГУ, Казань, 1964.

175. Марков А.И. Экспериментальное исследование некоторых вопросов теплофизики в пористых средах. Автореф. кандидатской диссертации, КГУ, 1965.

176. Якубов А.А., Харитонов М.Ф., Матвеев Е.И. О методике обработки замеров температуры в скважинах. Известия вузов, «Нефть и газ», № 8, 1962.

177. Николаев В.М. Геотермические условия в пластах Махачкалинского нефтяного месторождения. Н. Х., № 6, 1946.

178. Думанский С.Г. Перспективы геотермического метода разведки глубинных структур в условиях Предкарпатья. Труды Укр. НИГРИ, вып. VII, 1963.

179. Богородицкий К.Ф. О термическом воздействии подземной газификации углей на химический состав подземных вод. Сб. «Проблемы геотермии», т. I, АН СССР, стр. 103, 1959.

180. Марков А.И., Непримеров Н.Н. К вопросу о восстановлении начального распределения температуры в призабойной зоне нефтяной скважины по ее термотрамме. Уч. записки КГУ. 1965. т. 124, № 9.

181. Тиксье М.П. Температурные исследования в скважинах. IV Международный нефтяной конгресс, т. II. Геофизические методы разведки. Гостоптехиздат, 1956.

182. Дорожук Н.Ф. Об изменении температуры в нефтяном пласте и по стволу скважины. «Татарская нефть», № 6, 1959.

183. Матвеев Г.А., Гарунов Г.А., Гайдаров Г.М., Амерханов Ш.И. Упрощенный метод определения теплофизических свойств горных пород по кривым изменения температуры. Известия вузов, «Нефть и газ», № 11, 1965.

184. Афанасьев А.А. К вопросу о температурных изменениях в пористых пластах при движении жидкости и газа. Тр. МИНХ и ГПИ, 1965, вып. 55, стр 64 — 73

Рис.89. Кривые распределения закачиваемой воды по вертикали продуктивного горизонта D_1 в скважине № 2096 в течение 1959 — 1965 гг.

В качестве примера на рис. 89 даны профили закачки воды в нагнетательной скважине № 2096 экспериментального участка КГУ за период с 1959 по 1965 год. Из этого графика видно, что небольшой рост общего объема закачки воды наблюдался в 1960 г., когда на кустовой насосной станции КНС-17 были установлены насосы с давлением нагнетания до 120 атм против прежних с 70 атм

При замерах в 1963 году стало очевидным, что выключился из эксплуатации пропласток «в» (1655 - 1658 м) с ухудшенными коллекторскими свойствами. Резко уменьшилась приемистость и пласта «г» (1687 — 1670,8 м). При общем снижении доминирующее влияние приобрел пласт «в», который вырабатывается на этом участке наиболее быстрыми темпами.

Опыт многолетних наблюдений показывает, что в нагнетательных скважинах со временем происходит усиливающаяся дифференциация отдельных слоев и пропластков. Наиболее хорошие из них по коллекторским свойствам и отбору нефти со стороны эксплуатационных рядов, с годами увеличивают приемистость. Все остальные, наоборот, уменьшают ее вплоть до полной остановки ФНВ в данном интервале. Так как графики для скважин №№ 1069 и 2096 приведены лишь

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные теоретические и экспериментальные исследования, которые легли в основу данной книги, показали, что создание и сохранение оптимального теплового режима нефтяного месторождения в процессе его промышленной выработки с применением метода искусственного воздействия на пласт должны быть обязательной составной частью Генсхемы разработки, обеспечивающей наиболее эффективную нефтеотдачу.

Накопленный опыт разработки Ромашкинского месторождения и проведенные на нем научные исследования важны не только сами по себе, но имеют и громадное значение для целого ряда других крупнейших многопластовых месторождений, на которых уже запланировано внутриконтурное заводнение. К ним в первую очередь следует отнести группу Тюменских месторождений Западной Сибири и месторождения полуострова Мангышлак в Казахстане, для которых разность $T_0 - T_e = 60^\circ\text{C}$, т.е. почти в три раза выше, чем для Ромашкинской структуры.

В свое время было предложено одно из возможных решений проблемы термозаводнения за счет перекачки прогретых пластовых вод нижележащих водоносных горизонтов в нефтяную залежь, без подъема их на поверхность [28]. Могут быть найдены, по-видимому, и другие экономически обоснованные решения, такие как постройка атомных электростанций с открытым циклом и совмещением проблемы захоронения радиоактивной горячей воды с термозаводнением нефтяных пластов и т. п.

Уже сейчас нужно серьезно думать о перспективной разработке наиболее дешевых и высокоэффективных способов освоения северных месторождений Советского Союза, где согласно § 6 будут наблюдаться низкие пластовые температуры и в соответствии с этим плохие фильтрационные характеристики нефти.

Интересно отметить, что явления, которые будут наблюдаться при закачке горячей воды в холодный многопластовый продуктивный горизонт, будут прямо противоположны тем, которые имеют место сейчас в недрах Ромашкинского месторождения. Так как подогретая вода будет идти вначале по наиболее проницаемым пропласткам, то выше- и нижележащие нетронутые нефтенасыщенные пласты будут постепенно прогреваться и их пьезопроводность за счет снижения вязкости нефти будет расти, что на каком-то этапе приведет к их освоению и приобщению к разработке.

Как уже говорилось во введении, настоящая работа является лишь первым этапом в изучении тепловых полей нефтегазоводяных месторождений. Проведенные исследования, наряду с решением некоторых принципиальных вопросов, выдвинули и целый ряд новых направлений, проблем и задач:

совета по координации и планированию НИИР по техническим и естественным наукам. Изд. КГУ, 1963.

160. Беляков М.Ф. Влияние искусственного заводнения на термальный режим нефтяного месторождения. ДАН СССР, т. 66, № 3, 1949.

161. Беляков М.Ф. О температуре нагнетательных вод при заводнении пласта. АНХ, № 9, 1949.

162. Sayre A.T., Werman W.T. Влияние заводнения на температуру пласта месторождения Бредфорд. Producers Monthly, 1952.

163. Мехтиев Ш.Ф., Мирзаджанзаде А.З., Алиев С.А., Багбанлы З.А., Мотяков В.И. О некоторых факторах, обуславливающих изменение температуры в недрах нефтяных месторождений. Уч. записки АГУ им. Кирова, геолого-географич. серия № 4, 1959.

164. Тагиев Ш.М. Влияние закачиваемой воды на температуру пласта. АНХ, № 9. 1960.

165. Плюш А.С., Асадов А.И., Дадашев М.Н. Влияние закачки воды на температуру нефтяной залежи. Новости нефтяной и газовой техники. «Нефтепромысловое дело». № 11, 1962.

166. Плюш А.М., Тер-Карастянц Ж.Н., Алифов С.К. К вопросу об изменении температуры нефтяных залежей в процессе их разработки. АНХ, № 2, 1963.

167. Глумов И.Ф. Нефтеотдача при вытеснении пластовой водой при температурах ниже температуры выпадения парафина. «Татарская нефть», № 11, 1961.

168. Глумов И.Ф. Определение температуры выпадения парафина из пластовой нефти непосредственно в пористой среде в динамических условиях. Труды ТатНИИ, вып. 2. 1961.

169. Султанов Б.И., Тагиев Ш.М. Зависимость нефтепроницаемости коллекторов от температуры. Н. Х. № 1, 1962.

170. Edmondson T.A. Роль температуры в процессе заводнения пластов. I. Canad. Petrol. Technol., т. 4, № 4, (236 — 242), 1965.

171. Требин Г.Ф., Лямович И.И., Капырин Ю.В., Гнатюк Р.А. О разработке месторождений с парафинистой нефтью при режиме истощения. Н. Х. № 8, стр. 33 - 36. 1966.

172. Вейник А.И. Приближенный расчет процессов теплопроводности. Госэнергоиздат, 1959.

173. Тихонов П.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. ГИТТЛ, М.—Л., 1951.

174. Марков А.И., Непримеров Н.Н. Экспериментальные исследования температурного режима нефтяного месторождения в процессе его разработки.

145. Малофеев Г.Е. Экспериментальное изучение нагрева пласта при закачке горячей воды. Известия ВУЗ, «Нефть и газ», № 12, 1958.

146. Малофеев Г.Е. Потери тепла в кровлю и подошву пласта при закачке в пласт горячей воды. Изв. ВУЗ, «Нефть и газ», № 5, 1959.

147. Малофеев Г.Е. О моделировании процесса нагрева пласта при закачке горячей жидкости. Изв. вузов, «Нефть и газ», № 9, 1959.

148. Малофеев Г.Е. К расчету распределения температуры в пласте при закачке горячей жидкости в скважину. Изв. вузов, «Нефть и газ», № 7, 1960.

149. Аббасов А.А., Кисель А.К. К вопросу распределения температуры при вытеснении нефти горячим агентом из пласта. Научные записки Укр. НИИ Проекта, вып. 4, 1961.

150. Аббасов А.А. Распределение температуры при вытеснении нефти горячим агентом из пласта. Известия АН Аз. ССР, Серия физ.-мат. и техн. наук, № 2, 1961.

151. Аббасов А.А. К расчету распределения температуры и границы тепловой волны при вытеснении нефти горячим агентом из пласта. Аз. НХ, № 11, 1962.

152. Аббасов А.А. Распределение температуры при вытеснении нефти горячим агентом из пласта. Известия Аз. АН. Серия физ.-мат. и техн. наук, № 4, 1962.

153. Spilette A.G. Теплопередача при нагнетании горячих флюидов в пласты. I. Cand Petrol. Technol., № 4, 1965.

154. Пудовкин М.А. О температурном поле нефтяного пласта (радиальный случай). Сб. «Итоговая научная конференция КГУ», Изд-во КГУ, 1961.

155. Пудовкин М.А. Охлаждение призабойной зоны нагнетательной скважины при закачке холодной воды в скважину. «Уч. записки КГУ», т. 121, кн. 5, 1961.

156. Пудовкин М.А. Нахождение поля температур пласта при закачке воды в нагнетательную скважину. Труды по теории фильтрации и гидродинамике нефтяного пласта. Изд-во КГУ, 1961.

157. Пудовкин М.А. I. Теоретические расчеты поля температур нефтяного пласта при нагнетании в него воды. II. О температурном поле нефтяного пласта при нагнетании в него воды. Сб. «Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии». Изд-во КГУ, 1962.

158. Пудовкин М.А. Приближенные формулы для расчета поля температур нефтяного пласта при нагнетании в него воды. Сб. «Итоговая научная конференция КГУ». Изд-во КГУ, 1962.

159. Пудовкин М.А. Теоретические расчеты поля температур нефтяных пластов при закачке в них воды. Тезисы докладов «Первая научная сессия Поволжского

1. Большой научный интерес для поисков новых нефтяных месторождений, генезиса нефти и физики земли в целом представляет исследование регионального теплового поля не только Татарского свода, но и всего меридионального Предуральского прогиба, начиная от наиболее северных пермских месторождений до Прикаспийской низменности и Азербайджана. Высокая степень разбуренности всего этого района в значительной степени облегчает задачу.

2. Необходимо изучение температуры нейтрального слоя и его связи со среднегодовой температурой поверхности с учетом снежного покрова и рельефа местности.

3. Нужно теоретическое решение задачи нахождения зависимости положения изотерм во времени и пространстве для нестационарного локального теплового источника в пласте и его влияния на начальную геотерму.

К другим задачам, имеющим прямое отношение к Ромашкинскому месторождению, можно отнести:

4. Детальное исследование формы кривых температурных аномалий в районе нефтяных залежей, лежащих выше и ниже основного горизонта D_1 на Ромашкинском месторождении.

5. Выяснение влияния неоднородности температурного поля Ромашкинского месторождения на физико-химические свойства пластовых нефтей.

6. Теоретическое и экспериментальное решение задачи о затухании периодических колебаний температуры пласта в районе нагнетательных скважин, вызванных сезонными изменениями в температуре закачиваемой воды.

7. Дальнейшее изучение динамики теплового поля Ромашкинского месторождения.

Согласно договоренности, целый ряд наиболее важных задач Казанский университет будет решать совместно с объединением «Татнефть». На первом этапе в 1967 — 1968 годах намечено:

1. Измерение распределения температуры во всех контрольных, пьезометрических и длительно простаивающих скважинах с последующим построением карт начального геотермического поля Ромашкинского месторождения.

2. В ряде наиболее угрожаемых участков месторождения определить объемы закачанной воды и ее удельное распределение по мощности пластов с тем, чтобы по этим данным на ЭВМ рассчитать карты изотерм горизонта D_1 и определить зоны, охваченные охлаждением.

3. Начать разработку и испытание мероприятий по освоению охлаждаемых пластов.

Кроме перечисленных задач остается открытой важнейшая проблема, связанная с зависимостью нефтеотдачи пластов от температуры как в теоретическом, так и экспериментальном плане.

Устранение отрицательных последствий, вызванных нарушением теплового режима Ромашикинского месторождения, потребует больших дополнительных капитальных вложений и составления специальных проектов доработки. Проведенные исследования и намеченный план дальнейших работ позволяют научно обосновать те изменения, которые необходимо внести в технологию добычи нефти для достижения высокой нефтеотдачи пластов.

В работе над материалами, которые лишь частично вошли в публикуемую книгу, принимал участие большой коллектив сотрудников Казанского университета. Не имея возможности отметить вклад каждого по отдельности, авторы выражают свою глубокую благодарность за нелегкий, самоотверженный труд при подготовке, проведении и обработке экспериментальных исследований: ст. инженеру Шарагину А.Г., асс. Неткач А.Я., ст. механику Платонову Ю.К., инженерам: Паршину В.В., Кукушкину Н.М., Городничеву Н.П., технику Каюкову М.В., лаборантам Павловой Г.П., Кочергину Г.А., уч. мастеру Степанову Н.Г. и студентам Низамову Р.Х., Николаеву С.А., Ходыревой Э.Я., Ахметовой А.А.

Авторы признательны также главному инженеру и главному геологу объединения «Татнефть» тов. Грайферу В.И. и Муслимову Р.Х., а также гл. геологам НПУ объединения «Татнефть» тов. Пустовойту С.П., Базиву В.Ф., Свищеву Б.С., Ахметову З.М., Стронову Ю.К., ст. геологам Токареву В.П., Яшину Ю.Н., Куц Ю.А. и другим работникам объединения «Татнефть» за подбор скважин и помощь в проведении исследований.

Авторы благодарны также начальникам геологических отделов Шебелинского ГПУ тов. Герши П.А. и Коробковского ГНПУ тов. Асланову, работникам этих управлений тов. Олексюк В.И., Токой И.Н., Спивак Б.Д. и др. за активную помощь в работе.

Необходимо отметить, что приведенные в книге экспериментальные материалы получены лишь благодаря тому, что в разработке и выпуске несерийных тонких нефтегазостойких кабелей принимали участие главный инженер Главного Управления кабельной промышленности МЭП тов. Гусаров А.И., главный инженер и главный конструктор Подольского кабельного завода тов. Любешкин В.А. и Даниэлян Д.А., заведующий производством ОКБ КП тов. Павлов В.А. и многие другие инженеры, мастера и рабочие этих предприятий. Пользуясь случаем, авторы выражают им свою глубокую благодарность и надеются, что дальнейшее тесное сотрудничество позволит получить новые научные результаты, способствующие дальнейшему развитию народного хозяйства нашей страны.

В заключение авторы выражают также свою глубокую благодарность научному редактору книги проф. Нужину М.Т., много сделавшему для организации работ по тепловому режиму, и рецензентам проф. Салехову Г.С. и доц. Молокович Ю.М.

исследования нефтяных месторождений». Издательство КГУ, 1964.

129. Михеев А.И. Основы теплопередачи. М., 1965.

130. Лыков А.В., Михайлов Ю.А. Теория тепло- и массопереноса. Гос-энергоиздат, 1963.

131. Дьяконов В.П. Восстановление давления на устье переливающихся скв. в условиях неустановившегося теплового режима. «Газовая промышленность», № 7, 1966.

132. Байрамов Е.М. Зависимость теплопроводности насыщенных водой горных пород от давления и температуры. АНХ, № 9, 1965.

133. Авдонин Н.А., Рубинштейн Л.И. О влиянии охлаждения пласта на его нефтеотдачу. НТС по добыче нефти. ВНИИ, вып. 28, стр. 66 — 71, 1965.

134. Мельников П.И. О глубине промерзания верхней зоны земной коры на территории Якутской АССР. Сб. «Геотермические исследования и использование тепла Земли». «Наука», 1966.

135. Сб. «Вопросы совершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии». Издательство КГУ, 1962.

136. Сб. «Теоретические и экспериментальные исследования разработки нефтяных месторождений». Издательство КГУ, Казань, 1964.

137. Каламкаров В.А., Крылов А.П., Требин Ф.А. Нефтяное хозяйство, № 4, 1960.

138. Айрапетян М.А. Термозаводнение нефтяных горизонтов и пути его осуществления. Труды Института Нефти, т. 3, Изд. АН Казах. ССР, Алма-Ата, 1959.

139. Малофеев Г.Е. Применение термических методов воздействия на пласт, ВНИИ организ. управл. и экономики нефтегазопрома, М., 1966.

140. Lauwerer H.D. Теплопередача в нефтяных пластах, вызванная нагнетанием нагретой жидкости. Applied Scientific Research, Section A., т. 5, № 2 — 3, 1956.

141. Рубинштейн Л.И. О температурном поле пласта при нагнетании в пласт горячего теплоносителя. Сб. «Труды Уфимского Нефтяного института», вып. № 2, 1958.

142. Рубинштейн Л.И. Об интегральной величине тепловых потерь при нагнетании горячей жидкости в пласт. Известия вузов, «Нефть и газ», № 9, 1959.

143. Рубинштейн Л.И. Об одной контактной термоконвективной задаче. ДАН СССР, т. 135, № 4, 1960.

144. Рубинштейн Л.И. О температурном поле пластов при тепловой инжекции. Труды по теории фильтрации и гидродинамике нефтяного пласта. Издательство КГУ, 1961.

111. Loeb I., Popron A. Температурный каротаж в скважинах для нагнетания воды или газа. *Petrol interamer*, № 3, № 24, 1966.

112. Nowak T.I. Оценка профиля закачки воды из температурных измерений. *Trans. DLME*, 1953 — 198, 203.

113. Bird I.M. Интерпретация температурного профиля в водных и газовых нагнетательных скважинах и газовых эксплуатационных скважинах. *Drilling and Production Practice*, A. P. D., 1954.

114. I. *Petrol. Technol.*, т. 14, № 4, 1962.

115. Коротаев Ю.П. Исследование температурного режима газовых скважин. Труды ВНИИГаз, вып. 9, 1960.

116. Bird. James M., Trost Noel. Оценка параметров продуктивного пласта по термокаротажным кривым. *Prodncers Monthly*, т. 30, № 6, стр. 6 — 10, 1966.

117. Чекалюк Э.Б. Температурный профиль пласта при нагнетании теплоносителя в скважину. *НХ*, № 4, 1955.

118. Поляков Г.Г. Некоторые особенности гидродинамического и геотермического исследования скважин Терского хребта. Тр. II совещ. по трещинным коллекторам нефти и газа, 1962. «Недра», 1965.

119. Кунц К., Тиксье М. «Термические исследования газовых скважин. Сб. статей «Вопросы промысловой геофизики», Гостоптехиздат, Москва, 1957.

120. Оганов К.А. Состояние и направление работ по тепловому воздействию на пласт. Гостоптехиздат, 1963.

121. Оганов К.А. Обзор литературы по термическим методам воздействия на пласт. *НХ*, № 5, 1957.

122. Уголев В.С., Мусипов В.И. Термические методы в добыче нефти. Гостоптехиздат, 1959.

123. Шейнман А.Б., Сергеев А.И., Малофеев Г.К. Состояние и перспективы термических методов воздействия для целей нефтеотдачи пластов. Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1963.

124. Фокеев В.Ш. Об основных тепловых методах воздействия на пласт. НТС по добыче нефти. ВНИИ, вып. 9, 1960.

125. Теслюк Е.В., Капырин Ю.В., Требин Г.Ф. Об оценке эффективности термического воздействия на пласт. *НХ*, № 8, 1962.

126. Применение термических методов воздействия на пласт. Обзор зарубежной литературы. ВНИИОЭНГ. М., 1966.

127. Сухарев Г.М. Подземные воды — огромный источник тепловой энергии. «Недра», 1964.

128. Непримеров Н.Н. Вопросы совершенствования разработки нефтяных месторождений. Сб. «Теоретические расчеты и экспериментальные методы

ЛИТЕРАТУРА

1. Проблемы геотермии и практического использования тепла земли. Т. I, АН СССР, 1959. Т. II. АН СССР. 1964.

2. Геотермические исследования и использование тепла земли. Сб. Труды II совещания по геотермии. «Наука», 1966.

3. Дахнов В.Н., Дьяконов Д.И. Термические исследования скважин. Гостоптехиздат, 1952.

4. Дьяконов Д.И. Геотермия в нефтяной геологии. Гостоптехиздат, 1958.

5. Мехтиев Ш.Ф., Мирзаджанзаде А.Х., Алиев С.А., Багбанлы Э.А., Мотяков В.И. Тепловой режим нефтяных и газовых месторождений. Азерб. гос. издательство нефтяной и научно-техн. литературы, Баку, 1960.

6. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. «Недра», 1965.

7. Кострюков Г.В., Голиков А.Д. Температурный режим Ромашкинского месторождения. Госполитиздат, 1962.

8. Мингареев Р.Ш., Валитов Г.Г., Султанов С.А. Регулирование процессов разработки на Ромашкинском нефтяном месторождении. Таткнигоиздат, 1965.

9. Фокеев В.М., Копырин Ю.В. Оценка тепловых потерь по стволу скважины и нагнетания больших количеств воды на температурный режим Ромашкинского месторождения. «Нефт. хозво», № 12, 1961.

10. Комаров С.Г. Техника промысловой геофизики. Гостоптехиздат, 1967.

11. Карандеев К.Б. Мостовые методы измерений. Гостехиздат УССР, Киев, 1959.

12. Позин Л.З. Дифференциальная термометрия нефтяных и газовых скважин. «Недра», 1964.

13. Нечаев Г.К. Термосопротивления в температурном контроле. Гостехиздат УССР, Киев, 1969.

14. Нечаев Г.К., Удалов Н.П. Реле и датчики с полупроводниковыми термосопротивлениями. Госэнергоиздат, 1961.

15. Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Исследование скважин и разработка превентивных методов борьбы с парафином. «Уч. записки КГУ», т. 117, кн. 3, 1957.

16. Непримеров Н.Н. и др. Исследование действующих газовых скважин дистанционными приборами КГУ. Известия вузов. «Нефть и газ», № 7, 1964.

17. Дергунов И.Д. Методика геотермических исследований. Сб. «Проблемы

геотермии», т. I, АН СССР, 1959.

18. Непримеров Н.Н. Экспериментальное исследование особенностей добычи парафинистой нефти. Издательство КГУ, 1958.

19. Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов. Издательство КГУ, 1961.

20. Шарагин А.Г. Комбинированные дистанционные приборы для исследования нефтяного пласта и скважин. Сб. «Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии». Издательство КГУ, 1962.

21. Марков А.И. Электронный дистанционный термометр для исследования пласта и скважин. Сб. «Итоговая научная аспирантская конференция КГУ за 1963 г.» Изд-во КГУ, 1964.

22. Марков А.И. Электронный дистанционный термометр высокой точности. Сб. «Итоговая научная аспирантская конференция за 1964 г.» Издательство КГУ, 1964.

23. Марков А.И. Тезисы докладов конференции «Теория и практика применения автоматики, телемеханики, радиоэлектроники и энергетики в нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности. Москва, 1966.

24. Шушпанов А.П. Инструментальные погрешности термометрических измерений в скважинах. Сб. «Геотермические исследования и использование подземного тепла земли». «Наука», 1966.

25. Туричин А.М. Электрические измерения незлектрических величин. «Энергия», 1966.

26. Справочник радиолюбителя под редакцией В. В. Мельникова. Свердловское книжное издательство, 1961.

27. Яковлев Б.А. Относительно термометрии на одножильном кабеле. «Татарская нефть», № 6, 1959.

28. История и перспективы сверхглубокого бурения. «Наука», 1966; Корытникова Н.Н. О геотермической ступени в угольных месторождениях. «Уголь», № 130, 1936.

29. Ковнер С.С. К теории термической разведки. ДАН СССР, т. 32, № 6, 1941.

30. Ковнер С.С. К обоснованию термического метода разведки. ДАН СССР, т. 37, № 3, 1942.

31. Корытникова Н.Н. О связи глубинных температур с термическими коэффициентами горных пород и формой глубинных структур. Изв. АН СССР, сер. геофиз., № 3, 1943.

32. Ковнер С.С. Термические аномалии Ишимбаевских месторождений. ДАН СССР, т. 64, 1949.

туры в пористой среде. Изв. вузов «Нефть и газ», 1967, № 2, стр. 73 — 76.

96. Балакирев Ю.А. Гидропрослушивание и термографирование нефтяных скважин и пластов. Азербайджанское гос. изд. Баку, 1965.

97. Требин Г.Ф., Капырин Ю.В., Позин Л.З. Использование температурных эффектов при исследовании скважин на Ромашикинском месторождении. Н. Х., № 3, 1964.

98. Чаркый И.А. Основы газовой динамики. Гостоптехиздат, 1961.

99. Глумов И.Ф., Гильманин А.Ф. Применение фотокалориметрии нефтей в нефтепромышленном деле. Сб. «Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений». Гостоптехиздат, 1963.

100. Непримеров Н.Н. и др. Исследование действующих газовых скважин дистанционными приборами КГУ, часть II. Изв. вузов «Нефть и газ», № 10, 1964.

101. Сб. Методика поисково-разведочных работ на нефть и газ. «Недра», 1964.

102. Воробьев и др. Состояние и перспективы разработки Шебелинского газового месторождения Сб. «Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений». Гостоптехиздат, 1963.

103. Чарный И.А. Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину. Н. Х., № 2, 3, 1953.

104. Намиот А.Ю. К вопросу об изменении температуры по стволу нефтяных и газовых скважин. Труды ВНИИ, вып. VIII. Гостоптехиздат, 1956.

105. Намиот А.Ю. Теплопередача при подъеме нефти в скважине. Сб. «Вопросы гидродинамики и термодинамики пласта». Труды ВНИИ, вып. VIII. Гостоптехиздат, 1956.

106. Пилипец И.А., Бучковская М.И. Термометрическое исследование на гнетательных скважин месторождения Долина. Нефтепромышленное дело. Научно-технический сб., 1965, № 8, стр. 12 — 15.

107. Кравцов Н.А. Приближенное решение задачи о распределении температуры вдоль ствола газовой скважины, работающей с постоянным дебитом. «Газовая пром.», № 11, 1965.

108. Дегтярев Б.В., Корчажкин М.Т., Макогон Ю.Ф. Расчет устьевого т-ры газа работающей скважины. Труды МИНХ и ГП, № 55, 1966.

109. Чарьев О.М. «Исследование температурного режима восходящего и нисходящего потоков при прокачке горячей нефти по кольцевой системе с целью борьбы с отложениями парафина. Нефтяная и газовая пром. Средней Азии, № 2, 1966

110. Agnew B.G. Определение эффективности ГРП методом температурных исследований.

79. Соколов В.А. Миграция газа и нефти. АН СССР, 1956.
80. Кругликов Н.М. К вопросу о геотермической роли движения подземных вод. Труды ВНИГРИ, вып. 220, геологический сборник № 8. Львов, 1963.
81. Ероун В.А., Кринари А.И. Опыт освоения нефтяных месторождений Татарии. Таткнигоиздат, 1959.
82. Чоловский И.П. Методы геолого-промыслового анализа при разработке крупных нефтяных месторождений. «Недра», 1966.
83. Somezton W.H. Некоторые тепловые свойства пористых горных пород. I. Petrol. Technol. 1968, т. 10, № 6, стр. 61.
84. Яковлев Б.А. Изучение термических свойств горных пород и геотермических параметров на примере Ромашкинского нефтяного месторождения. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Фонды МИНХ и ГП, Москва, 1964.
- 84 а. Яковлев Б.А. О постановке лабораторных исследований термических свойств горных пород. «Татарская нефть», № 7, 1962, стр. 28.
85. Егоров И.С. О тектонике Нижнекамского нефтяного района Татарии. «Геология нефти и газа», № 3, 1962.
86. Кэй Д., Лэби Т. Справочник физика-экспериментатора. ИЛ, 1948.
87. Кэй Д., Лэби Т. Таблицы физических и химических постоянных. Изд. Физмат. литературы, 1962.
88. Рид Р., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. Гостоптехиздат, 1964.
89. Шелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. Гостоптехиздат, 1959.
90. Лысенков М.П., Меркулов А.В. Особенности геологического строения и методика изучения верхнемеловых залежей нефти Чечено-Ингушской ССР. Сб. «Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений». Гостоптехиздат, 1963.
91. Каменский В.П., Петраш И.Н. Состояние и перспективы разработки нефтяного месторождения Долина. Сб. «Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений». Гостоптехиздат, 1963.
92. Лапук Б.Б. О термодинамических процессах при движении газа в пористых средах. Н. Х. № 3, 1940.
93. Лапук Б.Б. О температурных изменениях, происходящих при движении сырой нефти в пористых средах. Н. Х., № 4—5, 1940.
94. Лапук Б.Б. Термодинамические процессы при движении газированной нефти в пористых средах. АНХ, № 12, 1940.
95. Гусейн-Заде М.А., Колосовская А.К. Особенности дроссельной темпера-

33. Мехтиева Ш.Ф., Алиев С.А. О величине геотермической ступени нефтяных месторождений Азербайджана. ДАН СССР, т. 102, № 1, 1955.
34. Фатков А.П. К вопросу геотермических исследований в Татарии. «Татарская нефть», № 7, 1957.
35. Дубинский А.Я. Геотермический режим Предкавказья и соседних территорий. Сб. «Проблемы геотермии», т. 1, АН СССР, 1959.
36. Бедчер А.З. Характеристика геотермического градиента на нефтяных месторождениях Кубани и применение термических исследований для решения нефтепромысловых задач. Сб. «Проблемы геотермии», т. 1, АН СССР, 1959.
37. Красковский С.А. О некоторых очередных задачах геотермических исследований в СССР. Сб. «Проблемы геотермии», т. 1, АН СССР, 1959.
38. Хребтов А.И. Природа внутреннего тепла нефтегазоносных площадей. Сб. «Проблемы геотермии и практического использования тепла земли». Т. 1, стр. 86, Изд. АН СССР, 1959.
39. Огильви Н.А. Вопросы теории геотемпературных полей в приложении к геотермическим методом разведки подземных вод. Сб. «Проблемы геотермии и практического использования тепла земли», т. 1, стр. 53, АН СССР, 1959.
40. Орда В.Я. Геотермический режим средней части Донбасса. Сб. «Проблемы геотермии», т. 1, АН СССР, 1959.
41. Байковскии В.А. Геотермия Донбасса. Сб. «Проблемы геотермии», т. 1, АН СССР, 1959.
42. Богомолов Г.В. Некоторые данные о геотермических условиях территории Белорусской ССР и прилегающих районов. Сб. «Проблемы геотермии», т. 1, АН СССР, 1959.
43. Черменский Г.А. Результаты геотермических исследований Сибири. Сб. «Проблемы геотермии», т. 1, АН СССР, 1959.
44. Мехтиева Ш.Ф., Мирзаджанзаде А.Х., Алиев С.А. О некоторых факторах, обуславливающих изменение температуры в недрах нефтяных месторождений. «Уч. записки АГУ», геолого-географ., № 4, 1959.
45. Мирошников М.В. Геотермические районы Ставрополя и их особенности. Сб. «Вопросы геологии и разведки мезокайнозойских отложений с.-в. Предкавказья и Ставрополя». Грозный, 1959.
46. Бабинцев А.Е. Геотермические условия территории Украинской и Молдавской ССР. Сб. «Проблемы геотермии», ч. 1, АН СССР, 1959.
47. Кашипур Я.Н. Состояние и задачи изучения геотермических условий глубоких шахтных полей в Донбассе. Сб. «Проблемы геотермии», т. 1, АН СССР, 1959.
48. Покровский В.А. Изменение температуры с глубиной в скважинах Бав-

линского месторождения. «Татарская нефть», № 5, 1959.

49. Рамазанзаде М.Г., Ростомян П.М. Об одной причине некоторых изменений геотермической ступени в нефтяных месторождениях. Известия ВУЗ, «Нефть и газ», № 10, 1960. .

50. Рамазанзаде М.Г., Ростомян П.М. Влияния изменения энергии нефти на локальные геотермические аномалии. Известия ВУЗ, «Нефть и газ», № 7, 1960.

51. Султанов Б.И. Некоторые причины геотермических аномалий Апшеронской нефтеносной области. Известия ВУЗ, «Нефть и газ», № 7, 1961.

52. Искендеров Э.Г. О закономерностях температурного режима недр нефтяного месторождения Зыря-Туркяны. АНХ, № 3, 1961.

53. Сухарев Г.М., Тарануха Ю.К. К вопросу о геотермической характеристике разреза третичных отложений Азербайджана. Известия вузов, «Нефть и газ», № 4, 1962.

54. Швецов П.Ф. К обоснованию литификационной гипотезы происхождения некоторых положительных геотермических аномалий. Сб. «Геотермические исследования и использование тепла земли». «Наука», 1966.

55. Тагиев Ш.М. Некоторые исследования температурных изменений по I горизонту ПТ месторождения «Кировдаг». АНХ № 5, 1963.

55 а. Атакишиев И.С. О влиянии некоторых факторов на распределение глас-товой температуры по площади нефтяного месторождения Локбатан-Пути, Известия вузов, «Нефть и газ», № 3, 1967, стр. 15 — 17.

56. Тер-Карапетянц Ж.Н., Шабанов С.Ф. Температурный режим месторождения «Нефтяные камни», АНХ № 11, 1963.

57. Кульчицкий Д.И. Геотермическая характеристика Гдыновокого газового месторождения. «Нефтегаз и газовая пром-сть». Информац. научно-тех. сб., 1965, № 2 (22), стр. 10 — 13.

58. Рамазанзаде М.Г., Мамедова Р.А. Об изменении температуры с глубиной на Апшеронском полуострове. «Нефть и газ», 1965, № 7, стр. 35 — 37.

59. Застежко Ю.С., Лурье А.И. Некоторые особенности геотермических условий Шебелинского газового месторождения. «Нефтегазовая пром-сть». Информац. научно-тех. сб., 1965, № 3 (23), стр. 8 — 11.

60. Schoerppel I., Gilarranz S. Использование термокаротажа для оценки регионального геотермического градиента. «I. Petrol. Technol.», 1966, т. 18, № 6, 667 — 673.

61. Максимов М.М. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. Изд-во «Недра», 1965.

62. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте. Гостоптехиздат, 1961.

63. Методика поисково-разведочных работ на нефть и газ. Сб. под редакцией

В.А.Долицкого, Е.Ф.Фролова и Н.А.Еременко. «Недра», 1964.

64. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской области. АН СССР, 1963.

65. Розанов Л.Н. Основные закономерности тектонического строения и формирования структур Волго-Уральской области. Сб. «Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской области». АН СССР, 1963.

66. Наливкин В.Д. Вопросы классификации структур. Сб. «Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской области. АН СССР, 1963.

67. Бронштейн И.Н., Семендяев К.Л. Справочник по математике. Госиздат Физ-мат. литературы, 1962.

68. Соболев В.И., Загребайлова Е.И., Пецуха Р.А., Хигцин В.И. Анализ причин снижения пластового давления в массивной газовой залежи Коробковского месторождения. Сб. трудов ВНИИНГ, вып. IV, 1964.

69. Агишев А.М. Межпластовые перетоки газа при разработке газовых месторождений. Изд-во «Недра», 1966.

70. Герасимов В.Г., Покровский В.А. Новые данные о геотермических условиях Востока Татарии.

71. Кинзиков А.Р., Агишева А.С., Аминов Л.З. Залежи пласта B_{IV} турнейского яруса центральных площадей Ромашкинского месторождения. Труды ТатНИИ, т. II, Бузульма, 1960 г. Сб. «Вопросы геологии разработки бурения скважин и добычи нефти».

72. Кинзиков А.Р., Агишева А.С., Фасеева Р.Ш. Залежи нефти угленосного горизонта центральных площадей Ромашкинского месторождения. Сб. «Вопросы геологии, разработки, бурения скважин и добычи нефти». Труды ТатНИИ, т. II, Бузульма, 1960.

73. Рамазанзаде М.Г., Ростомян П.М. Энергетический метод определения нефти. Известия вузов, «Нефть и газ», № 2, 1958.

74. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов. Гостоптехиздат, 1962.

75. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. Гостоптехиздат, 1959.

76. Робинзон Е.А. Нефти Татарской АССР. АН СССР, 1960.

76 а. Желонкин А.И. Пластовые нефти горизонта D_1 Ромашкинского месторождения. «Татарская нефть», № 4, 1960.

77. Альтовский М.Е., Кузнецова З.И., Шварц В.М. Образование нефти и формирование ее залежей. Гостоптехиздат, 1958.

78. Андреев П.Ф., Богомолов А.И., Добрянский А.Ф., Карцев А.А. Превращения нефти в природе. Гостоптехиздат, 1958.

. И, наконец, решая систему уравнений (13), находим температуру T_j^{m+1} в пласте и окружающих породах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М., Недра, 1965.
2. Катц Д.Л., Корнелл Д., Кобаяши Р., Поэнтманн Ф.Х., Бери Д. А., Эленбаас Д. Р., Уайнауг Ч. Е. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М., Недра, 1965.
3. Яненко Н. Н. Метод дробных шагов решения многомерных задач математической физики. Новосибирск, Наука, 1967.

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 ($\pm 0,1\text{C}$). 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. На 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 D_1 . Там, в районе верхнего известняка, кривая распределения температуры резко меняет свой наклон, образуя характерный угол около 30° .

В дальнейшем за среднюю температуру горизонта D_1 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 оси координат. Это говорит за то, что в этой зоне из недр земли идет более мощный тепловой поток.

* Соавтор А. И. МАРКОВ.

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 D_1 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 подоживенной 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 горизонта меняются в процессе эксплуатации.

1. Величина изменения температуры нефти при дросселировании зависит от размера воронки депрессии, от теплоемкости смеси, поступающей на забой

$$(d_{2z})_j^m = \begin{cases} \frac{1}{h_2^2} \left[\left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_j^m (p_j^m - p_{j-1}^m) - \left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_{j-1}^m (p_{j-1}^m - p_j^m) \right], \\ j = n_1 + n, \\ \frac{1}{h_2^2} \left[\left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_{j+1}^m (p_{j+1}^m - p_j^m) - \left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_j^m (p_j^m - p_{j-1}^m) \right], \\ n_1 < j < n_1 + n, \\ \frac{1}{h_2^2} \left[\left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_{j+1}^m (p_{j+1}^m - p_{j+1}^m) - \left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_j^m (p_{j+1}^m - p_j^m) \right], \\ j = n_1. \end{cases}$$

Нетрудно убедиться, что разностная схема (9)-(13) аппроксимирует исходную задачу с порядком $O(\max(h_1, h_2) + t)$

При составлении разностной схемы используется схема расщепления [3]. При этом вводятся вспомогатель-

ные величины $p_j^{m+\frac{1}{2}} + T_j^{m+\frac{1}{2}}$. Для нахождения $T_j^{m+\frac{1}{2}}$ используется явная схема

бегущего счета [3]. При нахождении величин $p_j^{m+\frac{1}{2}}$, p_j^{m+1} приходится решать системы уравнений, имеющие трехдиагональную матрицу. Для решения таких систем уравнений выгодно использовать метод прогонки.

Опишем порядок вычислений по формулам (9) - (13). Предположим, что нам известны значения p_i^m и T_j^m . Из (9), (10) находим давление в момент времени

$(m+1)t$. Затем решаем (11). Из (12) находим значения $T_j^{m+\frac{1}{2}}$ в окружающих горных породах. Пользуясь тем, что температура в трубе выше верхней кровли

пласта очень быстро выравнивается, полагаем $T_{0j}^{m+\frac{1}{2}} = T_{0n_1+n}^{m+\frac{1}{2}}$ при $j > n_1 + n$

$$L_j^m = \begin{cases} 2 + c_5 \frac{h^2}{r_c^2} \frac{h_2^2}{t}, 0 < j < n_1, n_1 + n < j < n_1 + n + n_2, \\ 2 + (c_1)_j^m \frac{h^2}{r_c^2} \frac{h_2^2}{t}, 0 < j < n_1 + n, \\ 2 + \frac{1}{2} (c_1 + c_5)_j^m \frac{h^2}{r_c^2} \frac{h_2^2}{t}, j = n_1, j = n_1 + n, \end{cases}$$

$$M_{ij}^m = \begin{cases} 1, & 0 < j \leq n_1, n_1 + n \leq j < n_1 + n + n_2 \\ 1 + h_2 (c_2 d_{1x})_j^m, & n_1 < j < n_1 + n, \end{cases}$$

$$N_j^m = \begin{cases} -c_5 \frac{h^2}{r_c^2} \frac{h_2^2}{t} T_j^{m+\frac{1}{2}}, 0 < j < n_1, n_1 + n < j < n_1 + n + n_2, \\ -c_1 \frac{h^2}{r_c^2} \frac{h_2^2}{t} T_j^{m+\frac{1}{2}} - h_2^2 (c_3 d_{1x}^2 + c_4 d_{2x})_j^m, & n_1 < j < n_1 + n, \\ \frac{c_1 + c_5}{2} \frac{h^2}{r_c^2} \frac{h_2^2}{t} - \frac{h_2^2}{2} (c_3 d_{1x}^2 + c_4 d_{2x})_j^m, & j = n_1, j = n_1 + n, \end{cases}$$

$$(d_{1x})_j^m = \begin{cases} \frac{p_{j+1}^m - p_{j-1}^m}{2h_1}, & n_1 < j < n_1 + n \\ 0, & j = n_1, j = n_1 + n, \end{cases}$$

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

ПРИБЛИЖЕННЫЙ МЕТОД РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ О НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА*

В процессе разработки газового пласта происходит изменение, как поля температур, так и поля давлений. Изменения этих полей взаимосвязаны. При этом измерение пластовой температуры может быть осуществлено сравнительно просто, значительно сложнее измерить пластовое давление. Поэтому важно уметь определять изменение давления в пласте по изменению его температуры. В предлагаемой работе описан численный метод совместного определения поля температур и поля давлений газового пласта.

Рассмотрим нестационарный осесимметричный приток реального газа к забою совершенной скважины, расположенной в центре кругового пласта, постоянного по мощности, с однородной пористостью и проницаемостью. Внешняя граница, кровля и подошва пласта непроницаемы.

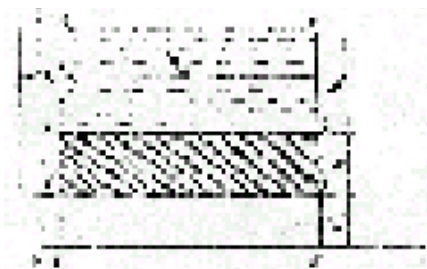


Рис. 1.

Начальная температура пласта и окружающих его горных пород подчиняется геотермическому распределению. На забое скважины поддерживается постоянное давление (или постоянный расход). Область теплового влияния пласта и скважины ограничена линией ABEFG (рис. 1), на которой температура остается равной геотермической.

Данная задача описывается математически следующей системой нелинейных дифференциальных уравнений

$$\frac{1}{c_n} \operatorname{div} \cdot \operatorname{grad} \cdot T = \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{c_n \partial \cdot \nabla T}{c_n \partial \cdot \nabla T} \left[\frac{k}{m} \operatorname{grad} \cdot p (\operatorname{grad} \cdot T + e_1 \operatorname{grad} \cdot p) + m h_1 \frac{\partial}{\partial t} \right]$$

(1)

$$\frac{k}{m} \operatorname{div} \left[\frac{p}{m \cdot T} \operatorname{grad} \cdot p \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{p}{T} \right]$$

(2)

*Соавторы В. Д. ГЛУШЕНКОВ, М. Ж. КАРЧЕВСКИЙ, А. Д. ЛЯШКО, А. И. МАРКОВ.

$$T_{i-1j}^{m+\frac{1}{2}} - \left(2 + \frac{h_1^2}{t} c_s e^{2h_1} \right) T_j^{m+\frac{1}{2}} + T_{i+1j}^{m+\frac{1}{2}} = - \frac{h_1^2}{t} c_s e^{2h_1} T_j^m,$$

$$0 < i < l,$$

$$T_{0j-1}^{m+\frac{1}{2}} - \left(2 + \frac{h_2^2}{at} \right) T_{0j}^{m+\frac{1}{2}} + T_{0j+1}^{m+\frac{1}{2}} = - \frac{h_2^2}{at} T_{0j}^m,$$

$$T_0^{m+\frac{1}{2}} = T_z, 0 < j < n_1,$$

$$T_0^{m+\frac{1}{2}} = T_z, 0 < j < n_1,$$

$$T_{0j}^{m+\frac{1}{2}} = T_{0n_1+n}^{m+\frac{1}{2}}, n_1+n < j \leq n_1+n+n_2,$$

$$T_j = T_z;$$

(12)

$$K_j^m T_{j-1}^{m+1} - L_j^m T_j^{m+1} + M_j^m T_{j+1}^{m+1} = N_j^m,$$

$$1 < j < n_1 + n + n_2,$$

$$T_{i0}^{m+1} = T_z, T_{n_1+n+n_2}^{m+1} = T_{n_1+n+n_2}^{m+\frac{1}{2}}, 0 < i < l$$

(13)

в уравнениях (13)

$$K_{ij}^m = \begin{cases} 1, & 0 < j \leq n_1, n_1+n \leq j < n_1+n+n_2 \\ 1 - h_2 (c_2 d_{1x})_j^m, & n_1 < j < n_1+n, \end{cases}$$

$$g_j^m = \begin{cases} \frac{h_1^2}{t} (c_1)_j^m e^{2h_1} - 1, n_1 < j < n_1 + n, i \neq 0 \\ \frac{h_1^2}{2t} (c_1)_j^m e^{2h_1} - 1, j = n_1, j = n_1 + n, i \neq 0 \\ \frac{h_1^2}{t} (c_1)_{0j}^m, n_1 < j < n_1 + n, i = 0 \\ \frac{h_1}{2t} (c_1)_j^m, j = n_1, j = n_1 + n, i = 0 \end{cases}$$

$$d_j^m = \begin{cases} 1, i \neq 0, \\ 0, i = 0, \end{cases}$$

$$j_j^m = \begin{cases} \frac{h_1^2}{2} (c_3 d_{1u}^2 + c_4 d_{2u}^2)_j^m, n_1 < j < n_1 + n, i \neq 0, \\ \frac{h_1^2}{2} (c_3 d_{1u}^2 + c_4 d_{2u}^2)_j^m, j = n_1, j = n_1 + n, i \neq 0, \\ h_1 (c_3 d_{1u}^2 + c_4 d_{2u}^2)_j^m, n_1 < j < n_1 + n, i = 0, \\ \frac{h_1^2}{2} (c_3 d_{1u}^2 + c_4 d_{2u}^2)_j^m, j = n_1, j = n_1 + n, i = 0, \end{cases}$$

$$(d)_{ij}^m = \begin{cases} \frac{p_{i+1j}^m - p_{i-1j}^m}{2h_1}, i \neq 0, \\ \frac{p_{i+1j}^m - p_{ij}^m}{h_1}, i = 0, \end{cases}$$

$$a \cdot \operatorname{div} \cdot \operatorname{grad} \cdot T = \frac{\partial}{\partial}$$

(3)

Здесь l - теплопроводность пористой среды; c_n - теплоемкость пористой среды; c_p - теплоемкость газа; e_1 - дифференциальный коэффициент Джоуля - Томсона; h_s - дифференциальный адиабатический коэффициент; k - проницаемость; m - пористость; m - абсолютная вязкость; a - температуропроводность окружающих пород; z - сжимаемость газа; p - давление; T - температура; t - время; g - объемный вес газа; p_0, T_0, g_0 - нормальные значения давления, температуры и объемного веса газа.

Считаем c_p, m, z функциями давления и температуры. Для e_1 и h_s , используя уравнение состояния, получим следующие выражения:

$$e_1 = -\frac{ART^2}{c_p p} \frac{\partial}{\partial T}, h_s = \frac{ARTz}{c_p p} \left(1 + \frac{T}{z} \frac{\partial}{\partial T} \right),$$

где A - термический эквивалент работы, R - газовая постоянная. Величины l, c_n, k, m, a считаем постоянными.

Систему уравнений (1), (2), (3) рассматриваем при начальных и краевых условиях

$$p = P_0, T = T_0 \text{ при } t = 0,$$

$$\frac{\partial}{\partial x} = 0 \text{ при } x = H_1, x = H_1 + h, \frac{\partial}{\partial r} = 0 \text{ при } r = R_k,$$

$$T = T_0 \text{ при } x = 0, r = R_k, t > 0.$$

(4)

На забое задаем постоянное давление P_1 или постоянный расход

$$Q = \frac{2p \cdot khr_c T_0}{p_m T} \frac{p}{\partial} \quad (h - \text{мощность пласта, } r_c - \text{радиус скважины, } v - \text{кинематическая вязкость}).$$

Условие постоянного расхода запишем в ином виде:

$$\frac{p}{v} \frac{\partial}{\partial} = c \cdot Q,$$

$$c = \frac{P_m}{2p \cdot khr_c T_0}, \quad v = v(p, T)$$

где

В условиях (4) $T_r = T_F - Wx$ - геотермическая температура; T_F - температура горных пород на нижней границе области теплового влияния пласта; W - геотермический градиент температуры горных пород; x, z - цилиндрические координаты.

Уравнение (1) учитывает изменение температуры пласта за счет теплопроводности, конвекции, адиабатического эффекта и дроссельного эффекта, (2) - уравнение движения. Уравнение теплопроводности (3) описывает изменение температуры в окружающих пласт горных породах. Вблизи скважины изменение температуры за счет теплопроводности незначительно по сравнению с изменением температуры, обусловленным остальными факторами. Поэтому здесь уравнение (1) практически вырождается в уравнение первого порядка. Это обстоятельство используется при построении схемы решения задачи.

В уравнениях (1), (2), (3) перейдем к цилиндрическим координатам x, z и введем

$$\bar{T} = \frac{T}{T_{\pi}},$$

безразмерные величины,

$$\bar{p} = \frac{p}{p_{\pi}}, u = h \frac{r}{r_c}, \bar{x} = \frac{x}{h}, q = \frac{t l}{c_{\pi} r_c^2}, \bar{w} = \frac{w \cdot h}{T_{\pi}}$$

T_{π}, p_{π} - псевдокритические значения температуры и давления [2]. Используя соотношение

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{p}{\bar{x}} \right] = \frac{1}{\bar{x}} \left(1 - \frac{p}{z} \frac{\partial}{\partial t} \right) - \frac{p}{\bar{x}^2} \left(1 + \frac{T}{z} \frac{\partial}{\partial t} \right) \frac{\bar{x}}{\partial}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \quad \frac{\partial}{\partial t}$$

разрешим уравнения (1), (2) относительно $\frac{\partial}{\partial t}$, $\frac{\partial}{\partial t}$. Выпишем преобразованную систему уравнений, опуская черточки над безразмерными величинами.

$$a_1 \frac{\partial}{\partial q} = a_2 \left[e^{-2u} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{m \cdot \bar{x}} \frac{\partial}{\partial t} \right) + \frac{r_c^2}{h^2} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{m \cdot \bar{x}} \frac{\partial}{\partial t} \right) \right] +$$

$$a_3 \left(e^{-2u} b_{1u} \frac{\partial}{\partial t} + \frac{r_c^2}{h^2} b_{1x} \frac{\partial}{\partial t} \right) + a_4 \left(e^{-2u} b_{2u} + \frac{r_c^2}{h^2} b_{2x} \right),$$

(5)

$$a_j^m = \begin{cases} \frac{h_1^2}{t} (c_1)_j^m e^{2u} + h_1 (c_2 d_{1u})_j^m + 1, n_1 < j < n_1 + n, i \neq 0, \\ \frac{h_1^2}{2t} (c_1 + c_5)_j^m e^{2u} + \frac{h_1}{2} (c_2 d_{1u})_j^m + 1, j = n_1, \\ j = n_1 + n, i \neq 0 \\ \frac{h_1^2}{t} (c_1)_{0j}^m + (c_2 d_{1u})_{0j}^m, n_1 < j < n_1 + n, i = 0, \\ \frac{h_1}{2t} (c_1)_{0j}^m + \frac{1}{2} (c_2 d_{1u})_{0j}^m, j = n_1, j = n_1 + n, i = 0, \end{cases}$$

$$b_j^m = \begin{cases} h_1 (c_2 d_{1u})_j^m + 1, n_1 < j < n_1 + n, i \neq 0, \\ \frac{h_1}{2} (c_2 d_{1u})_j^m + 1, j = n_1, j = n_1 + n, i \neq 0 \\ (c_2 d_{1u})_{0j}^m, n_1 < j < n_1 + n, i = 0, \\ \frac{1}{2} (c_2 d_{1u})_{0j}^m, j = n_1, j = n_1 + n, i = 0 \end{cases}$$

$$\frac{1}{h_1^2} \left[\left(\frac{p}{m \cdot \bar{x}} \right)_{i+1j}^m (p_{i+1j}^m - p_j^m) - \left(\frac{p}{m \cdot \bar{x}} \right)_j^m (p_j^m - p_{i-1j}^m) \right], i \neq 0,$$

$$\frac{1}{h_1^2} \left[\left(\frac{p}{m \cdot \bar{x}} \right)_{i+1j}^m (p_{i+2j}^m - p_{i+1j}^m) - \left(\frac{p}{m \cdot \bar{x}} \right)_j^m (p_{i+1j}^m - p_j^m) \right], i = 0;$$

(12)

$$(A_x)_j^m = (a_2)_j^m \left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_j^m - \frac{h_2}{2} (a_3 b_{1x})_j^m,$$

$$(B_x)_j^m = (a_2)_j^m \left[\left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_{i+1j}^m + \left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_j^m \right] + \frac{h_2^2}{t} (a_1)_j^m \frac{h^2}{r_c^2},$$

$$(C_x)_j^m = (a_2)_j^m \left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_j^m + \frac{h_2}{2} (a_3 b_{1x})_j^m,$$

$$(D_x)_j^m = -h_2^2 (a_4 b_{2x})_j^m - \frac{h_2^2}{t} (a_1)_j^m \frac{h^2}{r_c^2} p_j^{m+\frac{1}{2}},$$

$$(b_{1x})_j^m = \frac{T_{j+1}^m - T_{j-1}^m}{2h_2} - R \left(\frac{T^2}{c_p p \mathcal{F}} \right)_j^m \frac{p_{j+1} - p_{j-1}}{2h_2},$$

$$(b_{2x})_j^m = \frac{T_{j+1}^m - 2T_j^m + T_{j-1}^m}{h_2^2};$$

$$a_j^m T_j^{m+\frac{1}{2}} = b_j^m T_{i+1j}^{m+\frac{1}{2}} + g_j^m T_j^m + d_j^m T_{i-1j}^m + j_j^m,$$

$$i = l-1, \dots, 1, 0$$

$$T_j^{m+\frac{1}{2}} = T_\varepsilon, n_1 \leq j \leq n_1 + n,$$

где

$$\begin{aligned} c_1 \frac{\mathcal{F}}{\partial q} &= e^{-2u} \frac{\partial^2 T}{\partial^2} + \frac{r_c^2}{h^2} \frac{\partial^2 T}{\partial^2} + c_2 \left(e^{-2u} d_{1u} \frac{\mathcal{F}}{\partial} + \frac{r_c^2}{h^2} d_{1x} \frac{\mathcal{F}}{\partial} \right) + \\ c_3 \left(e^{-2u} d_{1u} + \frac{r_c^2}{h^2} d_{1v} \frac{\partial}{\partial} \right) &+ c_4 \left(e^{-2u} d_{2u} + \frac{r_c^2}{h^2} d_{2x} \right) \\ c_5 \frac{\mathcal{F}}{\partial q} &= e^{-2u} \frac{\partial^2 T}{\partial^2} + \frac{r_c^2}{h^2} \frac{\partial^2 T}{\partial^2} \end{aligned} \quad (6) \quad (7)$$

В уравнениях (5), (6), (7)

$$a_1 = 1 - \frac{p \partial}{z \partial} - \frac{p}{T} \left(1 + \frac{T \partial}{z \mathcal{F}} \right) \frac{g_o T_o m A R p_\kappa}{p_o c_\kappa T_\kappa}, a_2 = \frac{p_\kappa k_\kappa \mathcal{F}}{l \cdot m},$$

$$a_3 = \frac{p_\kappa^2 k g_o T_o}{T_\kappa l \cdot p_o} \frac{c_p}{m \cdot z} \frac{p^2}{T^2} \left(1 + \frac{T \partial}{z \mathcal{F}} \right),$$

$$a_4 = \frac{p}{T} \left(1 + \frac{T \partial}{z \mathcal{F}} \right)$$

$$b_{1u} = \frac{\mathcal{F}}{\partial} - R \frac{T^2}{c_p p} \frac{\partial}{\mathcal{F}} \frac{\partial}{\partial},$$

$$b_{1x} = \frac{\mathcal{F}}{\partial} - R \frac{T^2}{c_p p} \frac{\partial}{\mathcal{F}} \frac{\partial}{\partial}, b_{2u} = b_{1u} = \frac{\partial^2 T}{\partial^2}, b_{2x} = \frac{\partial^2 T}{\partial^2},$$

$$c_1 = \frac{a_1}{1 - \frac{p \partial}{z \partial}}, c_2 = \frac{a_3}{a_4}, c_3 = -R \frac{p_\kappa}{T_\kappa l} \frac{r g_o T_o}{p_o} \frac{T}{m \cdot z} \frac{\partial}{\mathcal{F}},$$

$$c_4 = R \frac{p_\kappa^2}{T_\kappa l} \frac{r g_o T_o}{p_o} \mathcal{F} \frac{1 + \frac{T \partial}{z \mathcal{F}}}{1 + \frac{p \partial}{z \partial}}, c_5 = \frac{d}{c_\kappa}$$

$$d_{1u} = \frac{\partial}{\partial u}, d_{1x} = \frac{\partial}{\partial x}, d_{2u} = \frac{\partial}{\partial u} \left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \frac{\partial}{\partial u} \right), d_{2x} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \frac{\partial}{\partial x} \right).$$

Начальные и граничные условия примут следующий вид:

$p=P_0$, $T=T_z$ при условии $q=0$

$$P \Big|_{u=0} = P_1 \left(\text{или } \frac{p}{v} \frac{\partial}{\partial u} \Big|_{u=0} = c \cdot Q \right)$$

$$\frac{\partial}{\partial u} \Big|_{u=u_k} = \frac{\partial}{\partial x} \Big|_{x=H_1} = \frac{\partial}{\partial x} \Big|_{x=H_1+h} = 0$$

$$T \Big|_{u=0} = T_z, T \Big|_{x=0} = T_z \text{ при } q > 0,$$

$$u_k = h \frac{R_k}{r_c}$$

Где $H_1 = FG$ (рис. 1), R_k - радиус пласта.

Решение задачи (5) - (8) будем искать методом конечных разностей. Построим в области $(0 \leq u \leq u_k, 0 \leq x \leq H_1 + h + H_2, q \geq 0)$ пространственно-временную сетку с шагами h, h_2, τ :

$$u_i = h_1, i = 0, 1, 2, \dots, l, h_1 = \frac{u_k}{l},$$

$$x_j = h_2, j = 0, 1, 2, \dots, n_1, \dots, n_1 + n_2, \dots, n_1 + n_2 + n_2, h_2 = \frac{h}{n}, n_1 = mn, m = 0, 1, 2, \dots$$

Значениям $j=n_1$ и $j=n_2$ соответствуют верхняя и нижняя кровли пласта. Для значений величин в узлах сетки используем обозначения $P_j^m = p(h_1, h_2, mt)$,

$$T_j^m = (h_1, h_2, mt), (f)_j^m = f(h_1, h_2, mt)$$

Задаче (5)-(8) поставим в соответствие разностную схему

$$(A_u)_j^m p_{i-1,j}^{m+\frac{1}{2}} - (B_u)_j^m p_{i-1,j}^{m+\frac{1}{2}} + (C_u)_j^m p_{i-1,j}^{m+\frac{1}{2}} = (D_u)_j^m, 0 < i < l,$$

$$p_{0j}^{m+\frac{1}{2}} = P_1 \text{ или } p_{1j}^{m+\frac{1}{2}} - p_{0j}^{m+\frac{1}{2}} = h_1 c \cdot Q \left(\frac{v}{p} \right)_j^m$$

(9)

$$p_{i-1j}^{m+\frac{1}{2}} = p_{1j}^{m+\frac{1}{2}}, n_1 < j < n_1 + n,$$

где

$$(A_u)_j^m = (a_2)_j^m \left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_j^m - \frac{h_1}{2} (a_3 b_{1u})_j^m,$$

$$(B_u)_j^m = (a_2)_j^m \left[\left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_{i+1j}^m + \left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_j^m \right] + \frac{h_1^2}{\tau} (a_1)_j^m e^{2h_1},$$

$$(C_u)_j^m = (a_2)_j^m \left(\frac{p}{m \cdot \mathcal{F}} \right)_{i+1j}^m + \frac{h_1}{2} (a_3 b_{1u})_j^m,$$

$$(D_u)_j^m = -h_1^2 (a_4 b_{2u})_j^m - \frac{h_1^2}{\tau} (a_1)_j^m e^{2h_1} p_j^m,$$

$$(b_{1u})_j^m = \frac{T_{i+1j}^m - T_{i-1j}^m}{2h_1} - R \left(\frac{T^2}{c_p p \mathcal{F}} \frac{\partial}{\partial x} \right)_j^m \frac{p_{i+1j} - p_{i-1j}}{2h_1},$$

$$(b_{2u})_j^m = \frac{T_{i+1j}^m - 2T_j^m + T_{i-1j}^m}{h_1^2},$$

$$T_{0j}^m = T_{0j}^{m-\frac{1}{2}} \text{ при } m > 0;$$

$$(A_x)_j^m p_{j-1}^{m+1} - (B_x)_j^m p_j^{m+1} + (C_x)_j^m p_{j+1}^{m+1} = (D_x)_j^m, n_1 < j < n_1 + n,$$

$$p_{i,1}^{m+1} = p_{i,1}^{m+1}; p_{i,1+m}^{m+1} = p_{i,1+m-1}^{m+1}, 0 < i < l,$$

(10)

где

*Соавторы ПУДОВКИН М. А., САЛАМАТИН А. Н.

не поднялась с $T^0(x)$ до $T(x) = T^0(x) + T(x)$ и установился новый квазистационарный режим движения потока. В дальнейшем индексом "0" будем отмечать величины, характеризовавшие процесс в скважине до подогрева. Тогда для $P_3 = P_3 - P_3^0$ из (2) получим:

$$\Delta P_3 = \Delta P_H + \rho \left(\Delta g_H x_H + g_H^0 \Delta x_H \right) \quad (3)$$

где $P_H = P_H - P_H^0$ и т. д.

Если α - коэффициент теплового расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$, то среднее изменение удельного веса на участке однофазного потока определится из равенства:

$$\Delta g_H = -0,5 \alpha g_H^0 \Delta T_H; \Delta T_H \equiv \Delta T(x_H) - \Delta T(0) = 0 \quad (4)$$

Полагая, что давление насыщения p_H линейно зависит от температуры (k - коэффициент пропорциональности, $\text{ат}/^\circ\text{C}$), получим:

$$\Delta P_H = k \Delta T_H \quad (5)$$

После подстановки (4) и (5) в (3) придем к уравнению, которое определяет изменение забойного давления ΔP_3 :

$$\Delta P_3 = \Delta T_H \left(k - 0,5 \alpha g_H^0 \cdot x_H \right) + 0,1 g_H^0 \Delta x_H (1 - 0,5 \alpha \Delta T_H) \quad (6)$$

Чтобы найти координату начала двухфазного потока x_H , введем новую переменную интегрирования $s = x - x_H$. Тогда равенство (1) можно переписать так:

$$P_y = P_H - 0,1 \int_0^{s_y} g_{\text{см}}(s) ds, s_y = x_y - x_H \quad (7)$$

Совершенно аналогично получается уравнение:

$$P_y^0 = P_H^0 - 0,1 \int_0^{s_y^0} g_{\text{см}}^0(s) ds, s_y^0 = x_y - x_H^0 \quad (8)$$

О ТЕПЛОМ ПОТОКЕ НА РОМАШКИНСКОМ И НОВО-ЕЛХОВСКОМ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ*

(Казанский университет)

Геотермические исследования, проведенные учеными КГУ в 170-ти долго простаивающих скважинах, изученных месторождений с целью установления их начального теплового поля, позволили составить карты первоначальных изотерм по кровле основных маркирующих горизонтов и карты геотермических градиентов пород (Γ) основных литолого-стратиграфических горизонтов резерва.

Из рассмотрения составленных карт следует:

1. На всех картах изотерм прослеживаются одни и те же участки повышенных и пониженных температур.
2. Амплитуда изменения температуры на данных картах увеличивается по разрезу сверху вниз, от 7°C (верей) до 16°C (Д-1).
3. Наблюдается определенная связь между участками наиболее приподнятого залегания поверхности фундамента.
4. Участкам повышенных температур соответствуют участки максимальных Γ и наоборот. Особенно четкая связь установлена на Куакбаишской и прилегающих к ней с востока площадях, где разница в Γ Карбонатных толщ турнейско-верхнефаменских, окских, мячковско-подольских и верхнекаменноугольных отложений составляет 47-60%.

Анализ геотерм, снятых по всему разрезу осадочной толщи, позволил установить следующее:

1. Температура нейтрального слоя равна, очевидно, $6,0^\circ\text{C} (\pm 0,5^\circ\text{C})$ при глубине его залегания в 15-30 м.
2. Амплитуда колебания рельефа местности, сложенного, в основном, терригенными отложениями верхней перми, составляет 200-250 м, что дает дополнительный прирост температуры под водоразделами по сравнению с долинами рек в $2-3^\circ\text{C}$.
3. На распределение температуры в пространстве большое влияние оказывают литолого-фациальные изменения отдельных горизонтов. Например, только за счет саргаевско-кыновских отложений юго-западная часть Ромашкинского месторождения увеличивает свою температуру на $3-5^\circ\text{C}$ по сравнению с его северными и восточными районами.

4. Учет влияния вышеуказанных факторов не компенсирует наблюдаемую разницу в температурах участков с повышенными и пониженными температурами. Данная разница ($5-8^\circ\text{C}$) обусловлена более высокими Γ всего разреза на участках повышенных температур, что, по-видимому, связано с изменением величины

* Соавтор Синявский Е.И., Николаев С.А.

плотности теплового потока в пределах изученных месторождений. Г турнейско-верхне-фаменских отложений, которые литологически наиболее выдержаны в пространстве, изменяются в определенных районах до 24-47% по сравнению с фоновой величиной. Последняя принята за 1.7-1.8° (100 м).

Максимальное превращение Г над фоном установлено в скважинах Куак-башской площади (47%). Известно, что данный район пережил очень сложную геологическую историю, связанную с инверсией структурных планов, в результате чего район Шугуровской антиклинали по верхним структурным этажам гипсометрически наиболее приподнят и характеризуется наибольшим количеством нефтяных залежей по разрезу. Подчеркнем, что миграция флюидов в этом районе происходила не только снизу вверх, но и сверху вниз.

Фоновые значения Г/1.7-1.8°С (100 м) преобладают на землях, окружающих изученные месторождения (северный и западный склоны Южного

купола, восточный борт Мелекесской впадины). Эти же величины Г часто фиксируются и в скважинах Башкирии.

Г юго-восточного склона Южного купола характеризуются большими значениями: от 1.8-2.1° (100 м), Бавлы до 2.5-2.7° (100-м) (Алексеевское и Хансверкинское месторождения). Известно, что данный район также пережил очень сложную геологическую историю.

Таким образом, тепловой поток на преобладающей части изученной тер-

ОБ ОДНОМ СПОСОБЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕРМОЛИФТА И ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТИ *

Насущными, связанными между собой вопросами нефтедобычи являются: продление сроков фонтанирования скважин и борьба с запарафиниванием лифтовых труб. Оба они требуют своего оптимального решения. Хорошо известно, что парафин начинает выпадать лишь после того, как температура газожидкостной смеси в скважине станет ниже температуры его кристаллизации. Поэтому одним из методов предотвращения запарафинивания лифтовых труб может служить повышение температуры движущегося в скважине потока.

Но вместе с ростом температуры уменьшаются плотности жидкой и газовой фаз, а также увеличивается объемная газонасыщенность, что приводит к значительному снижению веса столба газожидкостной смеси в стволе скважины и, следовательно, к лучшим условиям фонтанирования. Эффект улучшения работы скважины при повышении температуры потока вошел в практику нефтедобычи под названием термолифта [1].

В данной статье рассматривается вопрос об изменении параметров, характеризующих работу скважины, в результате повышения температуры движущейся газожидкостной смеси. Подогрев осуществляется постоянным электрическим током, который течёт по цепи "обсадная колонна - лифтовые трубы" [2].

Для вывода соответствующих уравнений воспользуемся равенствами, которые следуют из общих соотношений, описывающих стационарное движение двухфазного потока в трубе [3] (потери на трение пренебрегаем):

$$P_z = P_n + 0.1g_n x_n \quad (1)$$

$$P_y = P_H - 0.1 \int_{x_H}^{x_y} g_{\text{см}}(x) dx \quad (2)$$

Здесь P_y , P_n , P_z - соответственно устьевое давление, давление насыщения, забойное давление, ат; x_y и x_n - координаты устья и начала двухфазного потока (ось ОХ направлена вверх по оси скважины, а начало отсчета находится на забое), м; $g_{\text{см}}$ и g_H - удельный вес газонефтяной смеси и средний удельный вес жидкой фазы (нефти), Т/м³.

Пусть в результате поступления дополнительного тепла температура в скважи

Отсюда и довольно высокие средние значения Γ_2 в табл. 1. Однако несмотря на это, возможная ошибка для крыльевых скважин не должна превышать $\pm 1^\circ\text{C}$. Для сводовых скважин погрешность может быть несколько выше из-за перебитости структуры и наличия значительного количества сбросов и взбросов, приводящих к появлению локальной конвективной составляющей теплопроводности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Марков А. И., Непримеров Н. Н., Низамов Р. Х., Николаев С. А. Тепловое поле Шебелинского газового месторождения. См. данный сборник.

2. Застежко Ю. С., Лурье А. И. Некоторые особенности геотермических условий Шебелинского газового месторождения. "Нефтяная и газовая промыш-

МЕТОДИКА РАСЧЕТА НАЧАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ ШЕБЕЛИНСКОГО ГАЗОВОГО И БИТКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ*

(Казанский университет)

Для определения фильтрационных параметров и контроля за разработкой месторождения необходимы данные о начальных температурах продуктивных горизонтов. Естественное тепловое поле структуры в идеализированном случае может быть описано решением дифференциального уравнения теплопроводности.

При установившемся процессе теплообмена для слоисто-однородной среды это решение можно представить в виде

$$T = T_{\text{н}} + q \sum_{i=1}^K x_i \Delta H_i$$

(1)

где $T_{\text{н}}$ - температура нейтрального слоя; q - плотность теплового потока; $x_i = 1/\Gamma_i$ - тепловое сопротивление i -го слоя; ΔH_i - мощность i -го слоя.

Анализ геотермических особенностей месторождения, как правило, дает возможность выяснить определенные закономерности изменения температуры с глубиной, характерные для рассматриваемой Корреляционным анализом для ШГМ доказано [1] постоянство теплового потока в пределах рассматриваемой структуры с точностью до 10%, что дает возможность теоретически рассчитать начальное тепловое поле, используя уравнение (1), определяющее температуру на глубине H . В конечных равенствах это уравнение может быть записано в виде:

$$T = T_{\text{нс}} + \Gamma_1(H_1 - H_0) + \Gamma_2(H_2 - H_1) + \Gamma_3(H_3 - H_2) \quad (2)$$

где H_0 - глубина залегания нейтрального слоя; H_1 - глубина залегания линии раздела верхней и нижней перми; H_2 - глубина залегания линии раздела между нижним ангидритовым горизонтом (НАГ) и свитой медистых песчаников (СМП); H_3 - глубина любой точки, расположенной ниже СМП; $\Gamma_1, \Gamma_2, \Gamma_3$ - средние геотермические градиенты трех структурных залежей.

В связи с относительной однородностью рельефа местности за температуру нейтрального слоя независимо от положения скважин на структуре принимается $T_{\text{нс}} = 8.8 \pm 0.15^\circ\text{C}$ при $H_0 = 20$ м, это значение установлено как по данным ГУГМС, так и по температурным измерениям, проводимым в течение ряда лет КГУ в районе Шебелинского газового месторождения и ДДВ в целом.



Рис. 1. Карта изотерм Шебелинского газового месторождения по кровле свиты медистых песчаников нижней перми.



ТЕПЛОВЫЕ АНОМАЛИИ КАК ОДИН ИЗ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ*

(Казанский университет)

Систематические экспериментальные исследования температуры продуктивных горизонтов Ромашкинского нефтяного месторождения ведутся с 1961 г. Под наблюдение взяты многие пьезометрические и контрольные скважины, расположенные между нагнетательными и первыми эксплуатационными рядами. Зоны охлаждения, кроме неоднократно уже описанных скв. № 5062, 9463, 53,3405а,1315, 5006, 5061, были обнаружены в скв. № 1736а 2505, 9571, 9037 и др. Они являются неизбежным следствием внутриконтурного заводнения и с некоторым отставанием следуют за фронтом нагнетаемой воды.

Из того экспериментального факта, что не все скважины промежуточного ряда охвачены охлаждением, со всей очевидностью следует неравномерность движения вытесняющего агента, в результате чего участки активного продвижения вод в плане месторождения чередуются с застойными зонами.

Попутно с основными исследованиями аномалий теплового поля в продуктивных коллекторах в скв. № 5062, 9463, 1311 зафиксированы положительные температурные аномалии в вышележащих отложениях, вызванные заколонными перетоками из фоменских в серпуховские отложения и движением вод по этим пластам. По динамике этих аномалий может быть произведена количественная оценка объема перетоков вод из одних пластов в другие.

Ценную информацию несут наблюдения за динамикой температурного поля вдоль направления движения заканчиваемой воды. В частности, эффект сезонных колебаний температуры закачиваемой в пласт жидкости в разрезе № скв. 5062, 9463, отстоящих от возмущающей скв. 1869 на расстоянии 345, 700 метров соответственно, дал возможность дополнительно изучить тепловые и фильтрационные параметры пластов:

1°. По экспериментально измеренной амплитуде температурных колебаний в водном слое в скв. № 5062, 9463 и значению входной амплитуды (амплитуда сезонных температурных колебаний закачиваемой воды) был вычислен декремент

$$K = 0,0027\left(\frac{1}{M}\right)$$

температурной волны

2°. За счет конвективного теплопереноса в эффективной мощности пласта температурные колебания затухают значительно медленнее, чем вне его, где коэффициент затухания обусловлен молекулярной теплопроводностью. По излому кривой затухания колебаний температуры на границах водного слоя была определена эффективная промытая мощность пласта вблизи скв. 5062, равная 14 м.

* Соавторы Низамов Р.Х., Волков И. К.

3°. В условиях невыдержанности эффективной мощности продуктивных горизонтов по площади, большое значение приобретает определение средней эффективной мощности по линии нагнетания. Использование коэффициента затухания и сдвига фазы температурной волны позволяет вычислить этот параметр.

4°. Оценка коэффициента вертикальной теплопроводности производится по затуханию амплитуды колебаний вне водного слоя. По известному значению теплоемкости воды, используя теоретическую формулу, можно рассчитать коэффициент теплопроводности для водного слоя.

5°. На основании полученных теплофизических и фильтрационных параметров коллектора возможна оценка скорости фильтрации.

При трактовке экспериментальных данных применено решение краевых задач о нахождении температурного поля пласта при заводнении с граничным условием $I_{x=0} = A \cos \omega t$. При этом решена задача тепломассопереноса, когда температура закачиваемой жидкости меняется по гармоническому закону и на границах водного слоя теплообмен задается в виде закона Ньютона (граничные условия III рода).

Здесь H_1 - глубина залегания линии раздела верхней и нижней перми;

H_2 - глубина залегания линии раздела между НАГом и СМП;

H_3 - глубина любой точки, расположенной ниже СМП; G_1, G_2, G_3 - средние геотермические градиенты для верхнего, среднего и нижнего структурных этажей.

Значения этих градиентов для исследованных скважин приведены в табл. 1. Причем, учитывая некоторое отличие средних термоградиентов для купольных скважин с $H_1 < 1250$ м и крыльевых с $H_1 > 1250$ м, они сгруппированы отдельно (табл. 1-а - купольные скважины, табл. 1-б - крыльевые) и при расчетах учитывается эта разница, т. е. берутся соответствующие значения градиентов для скважин свода или крыльев в зависимости от того, где расположена скважина, для которой ведется температурный расчет.

При расчете температурного поля Шебелинского месторождения независимо от положения скважины на местности и на структуре за температуру нейтрального слоя принимается значение $T_{nc} = +8,8 \pm 0,15^\circ \text{C}$ при $H_{nc} = 20$ м. Это значение установлено как по данным ГУГМС, так и по многочисленным температурным измерениям, проводимым в течение ряда лет Казанским университетом в районе Шебелинского месторождения.

На рис. 1 и 2 приведены карты изотерм по кровле СМП и на линии ГВК¹, построенные в результате теоретического расчета начального поля температур с использованием выражения (2). Карта изотерм по кровле СМП во многих своих чертах совпадает со стандартной структурной картой месторождения по этому горизонту. При наличии этой карты верхнее граничное условие, которое определяет строение теплового поля, для геотерм продуктивных пластов в любой скважине находится путем линейной экстраполяции между теми изотермами, в промежутке между которыми расположена данная скважина.

От этой точки, фиксированной по температуре и глубине залегания, проводится прямая линия с термоградиентом для третьего этажа, указанным в табл. 1. Наибольшая погрешность в расчеты вносится тем, что в третий член выражения (2) включен НАГ полностью: и его газонасыщенная толщина с большим термоградиентом, и низкоградиентная негазонасыщенная часть горизонта.

¹ Карты геоизотерм Шебелинского газового месторождения по значительно меньшему количеству экспериментальных точек построены Застежко Ю. С. и Лурье А. И. [2] для абсолютных отметок 1500 м и 2270 м. Однако следует от-

Каждый из этих этажей имеет свою характерную теплопроводность пород с незначительными отклонениями от средних значений. Верхний структурный этаж является наиболее неоднородным по своему литологическому составу, поэтому именно здесь заметнее всего эти отклонения. Сопоставление геотерм по более чем 20 исследованным скважинам показывает, что в пределах верхнего структурного этажа четко выделяются своим постоянством по мощности и температурному градиенту глинистая пачка в средней юре и песчаная толща в подошве триаса. Несмотря на то, что теплопроводности и, соответственно, термоградиенты этих двух пачек значительно отличаются от средних значений для верхнего этажа отложений, они не вносят заметного искажения в общий ход изменения температуры с глубиной, т. к. глинистая толща юры со средним градиентом $\Gamma = 4,72^\circ\text{C}/100\text{ м}$ выполняется геотерму, а песчаная пачка триаса с $\Gamma = 1,54^\circ\text{C}/100\text{ м}$ возвращает ее к прежнему значению, т. е. происходит как бы взаимная компенсация.

Средний этаж с преобладающими низкими значениями термоградиентов более однороден по своему строению, чем верхний, но и здесь встречаются прослои с разной теплопроводностью. Их влияние несколько возрастает по направлению к крыльям структуры. Верхняя и нижняя границы хемогенной толщи на геотермах не всегда выражены четко. Сверху это связано, по-видимому, либо с размытием пород, либо с частичным гипсованием ангидрита. Нижняя граница нарушается проникновением газа в ангидритовые отложения и резким изменением в связи с этим его теплофизических свойств.

Наиболее однородным в температурном отношении является нижний этаж залежи. С достаточной степенью точности можно считать, что повсеместно первоначальное распределение температуры в нем представляло прямую линию со средним градиентом $\Gamma = 3,25^\circ\text{C}/100\text{ м}$. Это объясняется, по-видимому, не только сходными теплофизическими свойствами пород, но и в большей степени газонасыщенностью, которая приводит к тому, что природный газ, обладая значительно меньшей теплопроводностью ($\lambda = 7,3 \cdot 10^{-5}\text{ кал/см}\cdot\text{сек}\cdot\text{град}$), чем ангидрит, при заполнении пор и трещин снижает суммарную теплопроводность пород НАГа.

В основу теоретического расчета начального теплового поля Шебелинского газового месторождения положена трехслойная структура геологического разреза, т. е. те три этажа отложений, речь о которых шла выше. В этом случае выражение (1), описывающее распределение температуры с глубиной для слоисто-неоднородной среды, может быть представлено в виде:

$$T = T_{\text{г}} + \Gamma_1(H_1 - H_{\text{г}}) + \Gamma_2(H_2 - H_1) + \Gamma_3(H_3 - H_2)$$

(2)

КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ АНОМАЛИЙ, ВЫЗВАННЫХ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКОЙ ШЕБЕЛИНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ*

(Казанский университет)

Многочисленные мелкие и крупные температурные аномалии на тех частях геотерм, которые соответствуют газонасыщенной мощности, имеют вторичное происхождение и связаны с эксплуатацией залежи.

Их детальное исследование позволит развить оригинальную методику контроля за промышленной разработкой газовой залежи с таким сложным строением, какое имеет Шебелинское месторождение. С целью создания метода, основанного на информации, отражающей все реальные факторы происходящие в залежи, изучение температурных аномалий было начато авторами в 1966 году.

Качественный анализ выявленных аномалий показал, что их можно классифицировать на 5 основных видов в зависимости от тех или иных термодинамических процессов, которые их порождают:

1. Аномалии, вызванные адиабатическим эффектом расширения за счет падения давления залежи во времени (скв. № 200, 177, 364). По многолетним замерам динамики аномалии в скв. № 200 в сочетании с приближенной теоретической моделью процесса производится количественная оценка скорости падения пластового давления.

2. Второй тип аномалий обусловлен дроссельным эффектом. Они в основном наблюдаются в призабойной зоне у действующих газовых скважин. Однако в порово-трещиноватых коллекторах, присущих Шебелинской структуре, они могут быть обнаружены в контрольных и пьезометрических скважинах, расположенных недалеко от действующих скважин, работающих с большим дебитом. На наш взгляд, аномалии на геотермах скв. № 455, 300 вызваны падением давления по радиусу влияния соседних действующих скважин.

3. К III-му типу относятся аномалии, возникшие благодаря неравномерной выработке отдельных пластов и продуктивных горизонтов. Аномалии в скв. № 71, 131, 219; 241 вызваны перетоками между отдельными пластами продуктивного горизонта или перетоками из одного горизонта в другой. Аномалии такого типа позволяют дать качественную и приближенную количественную оценку распределения пластового давления по вертикали и интенсивности перетоков.

4. Подтягивание контурных вод, а также циркуляция вод в затрубном пространстве создают на термограммах соответствующую аномалию. Аномалия на термограмме скв. К 354 вызвана вкладом тепломассопереноса контурных вод.

Изучение

* Соавтор Марков А.И., Низамов Р.Х.

динамики аномалии в течение нескольких лет позволяет дать качественную оценку процесса.

Результат глубокого проникновения фильтрата во время бурения, а это в свою очередь, свидетельствует о трещинно-поровом характере газовых коллекторов.

Протяженность аномалии по вертикали позволяет оценить величину эффективной мощности продуктивных горизонтов.

5. Аномалии, вызванные бурением, сохранившиеся в течение нескольких месяцев после окончания бурения (скв. № 244, 264), есть результат глубокого проникновения фильтрата во время бурения, а это в свою очередь, свидетельствует о трещинно-поровом характере газовых коллекторов.

Протяженность аномалии по вертикали позволяет оценить величину эффективной мощности продуктивных горизонтов.

РАСЧЕТ НАЧАЛЬНОГО ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ ШЕБЕЛИНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ*

Шебелинское газовое месторождение, представляющее собой одно из многочисленных локальных поднятий центральной части Днепровско-Донецкой впадины, приурочено к крупной брахиантиклинальной складке, вытянутой в северо-западном направлении. Размеры складки по кровле маркирующего горизонта в свите медистых песчаников нижней перми составляют 30×12 км. Шебелинское месторождение - многопластовое, наиболее продуктивными являются нижний ангидритовый горизонт, пять горизонтов в свите медистых песчаников нижней перми и один горизонт в араукаритовой свите верхнего карбона.

Использование температурных измерений в скважинах, как наиболее информативных, для определения параметров пластов и контроля за степенью их выработки в процессе эксплуатации залежи делает необходимым знание точных данных о начальных температурах продуктивных горизонтов.

В общем случае распределение температуры с глубиной для слоисто-неоднородной среды при постоянном тепловом потоке описывается выражением:

$$T = T_{\text{н}} + \sum_{i=1}^n G_i (H_i - H_{i-1}) = T_{\text{н}} + q \sum_{i=1}^n \frac{H_i - H_{i+1}}{\lambda_i}$$

(1)

где $H_0 - H_{\text{н}}$ - глубина залегания нейтрального слоя; $T_{\text{н}}$ - температура нейтрального слоя; G_i - градиент i -го слоя; H_i - глубина залегания i -го слоя; λ_i - теплопроводность i -го слоя; q - тепловой поток.

Постоянство теплового потока в пределах Шебелинской структуры доказано в работе [1].

Тщательный анализ всех полученных геотерм простаивающих скважин Шебелинского месторождения показал, что каждую из них в первом приближении можно представить в виде ломаной прямой, состоящей из трех отрезков с различным наклоном к оси температур. Такая интерпретация геотерм не противоречит геологическим особенностям строения Шебелинской структуры, разрез которой в соответствии с ее литолого-минералогической характеристикой можно разделить на три крупных этажа: верхний - песчано-глинистая толща, охватывающая отложения от четвертичных до верхнепермских включительно, средний - хемогенная толща нижней Перми и нижний - песчано-глинистая толща, включающая отложения от нижнепермских до верхнекаменноугольных.

* Соавторы МАРКОВ А. И., ХОДЫРЕВА Э. Я., АХМЕТОВА А. А.

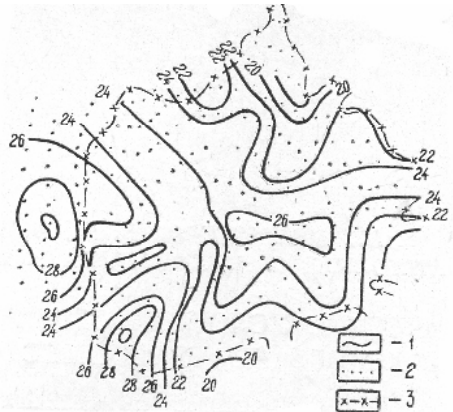


Рис. 2. Карт Ромашкинского и Ново-Елховского нефтяных месторождений. 1971 г. условные обозначения те же, что и на рис. 1.

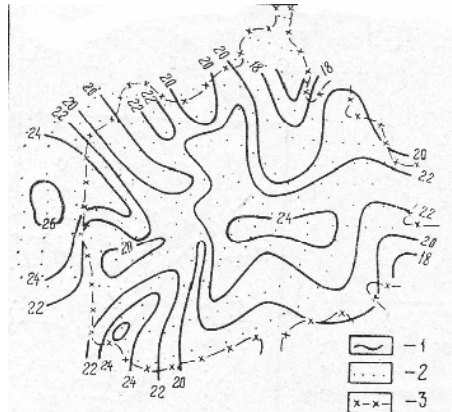


Рис. 3. Карта изотерм кровли турнейского яруса Ромашкинского и Ново-Елховского нефтяных месторождений. 1971 г. Условные обозначения те же, что и на рис. 1.

Если $b(s)$ - объемная газонасыщенность, то справедлива формула:

$$g_m = g_n(1 - b) + g_r b$$

(9)

где g_r - удельный вес газовой фазы.

Так как коэффициент теплового расширения нефти практически совпадает [4] в рассматриваемом случае с коэффициентом теплового расширения газа, то можно пренебречь влиянием температурного расширения смеси на объемную газонасыщенность. Вопрос же о непосредственном влиянии температуры на процесс выделения газа мало изучен, и поэтому примем приближенно:

$$b(s) = b^o(s)$$

(10)

Из сказанного выше и соотношений (8), (9) следует, что

$$\Delta g_{cm} = -a \Delta T(s) g_{cm}^o(s)$$

(11)

Вычитая равенство (8) из (7), с помощью (11) получим:

$$\Delta P_y = \Delta P_H + 0,1a \int_0^{s_y^*} g_{cm}^o(s) \Delta T(s) ds - 0,1 \int_{s_y^*}^{s_y} (1 - a \Delta T) g_{cm}^o(s) ds$$

(12)

Уравнение (12) можно упростить, если вынести из-под знаков интеграла средние значения $\Delta T(s)$ на соответствующих интервалах, а затем воспользоваться равенствами (5) и (8).

$$\Delta P_y = k \Delta T_H + 0,5a(\Delta T_H + \Delta T_y) P_H^o + (1 - a \Delta T_y) P_a(s_y) - P^o(s_y) - P^o(s_y^*)$$

(13)

Здесь $\Delta T_y = \Delta T(x_y)$, и предполагается, что известна зависимость:

$$P^o(s) = P_H^o - 0,1 \int_0^s g_{cm}^o(s) ds$$

Кривая $P^o(s)$ для Ромашкинского месторождения построена в работе [5] и для $s > 600$ м с достаточной степенью точности, может быть аппроксимирована следующим выражением:

$$P^o(s) = P_H^o - (44,5683 + 3,29246 \sqrt{0,191324s - 119,87783})$$

(14)

или:

$$s = 317,5 [4,9899 - 0,135366(P_{\Sigma}^{\circ} - P^{\circ}) + 0,00158633(P_{\Sigma}^{\circ} - P^{\circ})^2]$$

(15)

Таким образом, из уравнения (13) можно найти $P^{\circ}(s_y)$, а затем из (15) определить

х. Для этого введем вспомогательную величину $x = 0,0 (P_H^{\circ} - P^{\circ}(s_y))$ после соответствующих преобразований получим:

$$x = 0,01 \Delta T_{\Sigma} + 44,5683 + 3,29246 \sqrt{0,191324 \Delta T_{\Sigma}^2 - 119,67783 \Delta T_{\Sigma} - 0,52} : (\Delta T_{\Sigma} - \Delta T_{\Sigma}) (1 - \Delta T_{\Sigma})$$

$$x_{\Sigma} = x_y - 317,5 [4,9899 - 0,135366x + 0,00158633x^2]$$

(16)

На основании результатов, полученных в [6], увеличение температуры в скважине $\Delta_1 T$ за счет подогрева потока постоянным электрическим током мощностью N кВт, при неизменном режиме эксплуатации скважины может быть определено с достаточной степенью точности по формулам:

$$\Delta_1 T = N(A + B(1-j)) \left(1 - e^{-\frac{h j}{Q}}\right) / j$$

(17)

где:

$$b = \frac{0,048p}{c_k}; j = 1 / \left(1 + \frac{1}{l_2} \ln(1 + \sqrt{2x_2 t / r_1^2})\right);$$

$$\frac{1}{l} = \frac{1}{a} + \frac{1}{l_1} h \left(\frac{r_1}{r_2}\right) + \frac{1}{l_1} h \left(\frac{r_1}{r_3}\right) + \frac{1}{l_1} h \left(\frac{r_1}{r_4}\right);$$

$$A = \frac{430h}{\rho x_y} \left\{ \frac{1}{2l_1} - \frac{1}{2l_2} + \frac{1}{l_1} h \left(\frac{r_1}{r_2}\right) + \left[\frac{1}{l_1} h \left(\frac{r_1}{r_3}\right) \right] \left[1 - \left(\frac{r_1}{r_2}\right)^2 \right] - \left[\frac{1}{l_1} h \left(\frac{r_1}{r_4}\right) \right] \left[\left(\frac{r_1}{r_2}\right)^2 - 1 \right] \right\};$$

$$+ \frac{430}{\rho x_y l_1} \times \left\{ \frac{1}{2} - \left[h \left(\frac{r_1}{r_2}\right) \right] \left[\left(\frac{r_1}{r_2}\right)^2 - 1 \right] \right\};$$

$$B = \frac{430}{\rho x_y l} - A; h = 1 / \left(1 + \frac{s_1 (r_1^2 - r_2^2)}{s_2 (r_2^2 - r_1^2)}\right)$$

t - время, час;

Q - дебит скважины, Т/сут;

r_1, r_2, r_3, r_4 - внутренний радиус лифтовых труб, внешний радиус лиф-

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РОМАШКИНСКОГО И НОВО-ЕЛХОВСКОГО НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ *

Изучая температурные условия Ромашкинского месторождения с 1956 г. с целью установления его начального невозмущенного теплового поля, ученые КГУ исследовали за это время 165 контрольных, пьезометрических и нефтяных долго простаивающих скважин [2, 3].

Полученный материал позволил составить довольно точные карты распределения температуры по кровле основных маркирующих горизонтов - D-1, турнейского яруса и верейского горизонта. Кроме того, составлены карта первоначальных изотерм на срезе -1000 м абс. высоты и карта равных геотермических градиентов турнейских отложений.

Рассмотрению составленных карт и посвящена настоящая статья.

Основные закономерности изменения температуры на кровле горизонта D-1 изученных месторождений даны в работах [1, 2, 3]. Остальные карты (рис. 2-5) приводятся впервые.

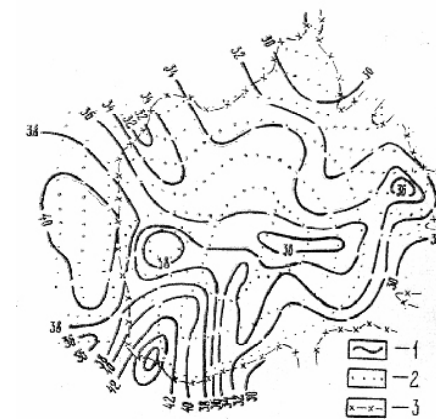


Рис. 1. Карта первоначальных изотерм кровли горизонта D-1 Ромашкинского и Ново-Елховского нефтяных месторождений. 1971 г. Условные обозначения:

1 - изотермы в "С, 2 - разрезающие ряды, 3 - внешний контур нефтеносности горизонта D-1 Ромашкинского месторождений.

*Совторы СИНЯВСКИЙ Е. И., НИЗАМОВ Р. Х., НИКОЛАЕВ С. А., ХОДЫРЕВА Э. Я.

Таблица 4

204	1, °C	1, °C
0	40	
200	39,97	
400	39,88	
600	39,73	
800	39,59	
1000	39,43	
1000	39,43	43,90
1200	41,04	43,10
1400	43,24	40,82
1600	44,04	49,24
1800	49,34	78,10
2000	78,93	88,93

Изменение температуры жидкости вдоль скважины при $t = 500$ час и $d = 0$ ° C.

ЛИТЕРАТУРА

1. Галин Э. Х. Решение некоторых задач нестационарного конвективного теплообмена в скважине и в пласте. - Дисс. на соискание уч. степ. канд. физ.-мат. наук. Казань, 1969.

2. Саламатин А. Н., Пудовкин М. А. Об охлаждении нефти при ее движении по скважине. - Сб. асп. работ. Точные науки. Казань, Изд-во КГУ.

Задача Г подробно исследовалась в работе [2], а задача 1Г-в работе [3]. Опираясь на результаты этих работ, можно утверждать, что, начиная с некоторого времени $t = **$, решения задач Г и 1Г можно аппроксимировать решениями следующих задач. 1971.

3. Чугунов В. А. О решении одной краевой задачи, связанной с продувкой воздухом скважин. - Сб. асп. работ. Точные науки. Казань, Изд-во КГУ. 1971.

товых труб, внутренний и внешний радиусы труб обсадной колонны, м;

c_n - удельная теплоемкость нефти, ккал/кг° C;

α - коэффициент теплоотдачи, ккал/м² час° C;

$\lambda_2, \lambda_3, \lambda_4, \lambda_5$ - коэффициенты теплопроводности лифтовых труб, кольцевого пространства, труб обсадной колонны, окружающих пород, ккал/м час °C;

χ^5 - коэффициент температуропроводности окружающих пород, м²/час;

S_1 и S_2 - удельные сопротивления металлов, из которых изготовлены лифтовые трубы и трубы обсадной колонны, ом мм²/м.

Однако с ростом температуры изменяется и дебит скважины. Это приводит к уменьшению тепловых потерь в окружающие породы, и соответствующая поправка $\Delta_2 T$ приближенно может быть найдена по формуле [7]:

$$\Delta_2 T = \Gamma(\Delta Q + Q^0 e^{\frac{b_j}{Q^0}} - Q e^{\frac{b_j}{Q}}) / b_j$$

(18)

где Γ - средний геотермический градиент, ° C/м.

Кроме того смещение координаты начала двухфазного потока приводит к тому, что часть тепла расходуется на дополнительное выделение растворенного в нефти газа. Экспериментальная кривая, описывающая понижение температуры в скважине за счет разгазирования нефти, приведена в работе [5]. Она построена на основании исследования скважин Ромашкинского месторождения. Аппроксимируя эту зависимость многочленом третьей степени, удастся найти изменение температуры потока $D_3 T''$, связанное с выделением этого дополнительного объема газа:

$$\Delta T = -1,319 \left(\frac{x^* - x_k}{317,5} \right) + 0,345 \left[\left(\frac{x - x_k}{317,5} \right)^2 - \left(\frac{x - x_k^*}{317,5} \right)^2 \right] - 0,09 \left[\left(\frac{x - x_k}{317,5} \right)^3 - \left(\frac{x - x_k^*}{317,5} \right)^3 \right]$$

Полученные уравнения (6), (16) - (19) вместе с соотношением, связывающим изменение дебита ΔQ с изменением забойного давления ΔP_z , образуют замкнутую систему нелинейных уравнений, которую можно записать в следующем виде:

$$\Delta T_y = N(A + B(1-j)) - (1 - e^{\frac{H y_r}{Q^0 + \alpha Q}}) / j + \Gamma(\Delta Q + Q^0 e^{\frac{b_j}{Q^0}} - (Q^0 - \Delta Q) e^{\frac{b_j}{Q^0 + \alpha Q}}) / b_j -$$

$$1,319 \times \left(\frac{x^* - x_k}{317,5} \right) + 0,345 \left[\left(\frac{x - x_k}{317,5} \right)^2 - \left(\frac{x - x_k^*}{317,5} \right)^2 \right] - 0,09 \left[\left(\frac{x - x_k}{317,5} \right)^3 - \left(\frac{x - x_k^*}{317,5} \right)^3 \right]$$

$$\Delta T_y = N(A + B(1-j)) - (1 - e^{-\frac{q \cdot x}{a^2 + a^2}}) / j + \Gamma(\Delta Q + Q^o e^{-\frac{q \cdot x}{a^2}} - (Q^o - \Delta Q) e^{-\frac{q \cdot x}{a^2 + a^2}}) / bj$$

$$x = 0,01 \sqrt{\Delta T_y + 44,5683 + 3,29246 \sqrt{0,191324(x_y - x_n^o) - 119,87783 - \Delta P_y - 0,52 x_n^o \times (\Delta T_y - \Delta T_n)}} (1 - a \Delta T_y)$$

$$x_n = x_y - 317,5 [1 - 9899 - 13,5366x + 15,1863x^2]$$

$$\Delta P_3 = k \Delta T_H - 0,5 a g_H^o \Delta T_n \cdot x_H^o + 0,1 g_H^o (1 - 0,5 a \Delta T_H) (x_n - x_n^o)$$

$$\Delta Q = -K \Delta P_3$$

Здесь K - продуктивность скважины, $T/\text{сут ат}$. Эта система решается методом последовательных приближений. В результате определяются элементы, характеризующие эффективность термолифта $\Delta Q, \Delta P_3, \Delta T_y, \Delta T_n, x_n$. Соответствующие вычисления могут быть реализованы на ЭВМ типа "Наури". При расчетах были приняты следующие значения исходных параметров:

$$t = 240 \text{ час}, r_1 = 0,03175 \text{ м}, r_2 = 0,03525 \text{ м}; r_3 = 0,0635 \text{ м}, r_4 = 0,07 \text{ м},$$

$$S_1 = S_2 = 0,2 \text{ ом мм}^2/\text{м}; l_2 = l_4 = 35 \text{ ккал/м час } ^\circ \text{C},$$

$$l_3 = 0,8 \text{ ккал/м час } ^\circ \text{C}; l_5 = 1,5 \text{ ккал/м час } ^\circ \text{C}, x_5 = 0,0025 \text{ м}^2/\text{час}; c_n = 0,45$$

$$\text{ккал/кг } ^\circ \text{C}, g_n = 0,82 \text{ Т/м}^3,$$

$$a = 0,003 \text{ } 1/^\circ \text{C}; k = 0,5 \text{ ат}^0 \text{ C}, \Delta P_y = 0.$$

Кроме того, для кривой I:

$$Q^o = 55 \text{ Т/сут}, a = 120 \text{ ккал/м}^2 \text{ час } ^0 \text{ C}, \Gamma = 0,018^\circ \text{ C/м}; x_y = 1636 \text{ м}, x_n^o = 536$$

$$\text{м}, P_n^o = 79 \text{ ат.}; K = 8,7 \text{ Т/сут ат}.$$

Для кривой II:

$$Q^o = 87,6 \text{ Т/сут}, a = 180 \text{ ккал/м}^2 \text{ час } ^0 \text{ C}, \Gamma = 0,017^\circ \text{ C/м}; x_y = 1790 \text{ м}, x_n^o =$$

$$1010 \text{ м}, P_n^o = 69,7 \text{ ат}, K = 8,8 \text{ Т/сут ат}.$$

Для кривой III:

20m	1, °C	1, °C
0	40	
200	39,94	
400	39,88	
600	39,81	
800	39,74	
1000	39,69	
1000	39,69	41,03
1200	41,17	41,34
1400	41,74	41,73
1600	42,03	41,88
1800	42,22	41,90
2000	42,48	42,48

Изменение тем-
C

0 °

Таблица 3

20m	1, °C	1, °C
0	40	
200	39,97	
400	39,88	
600	39,78	
800	39,68	
1000	39,55	
1000	39,55	39,97
1200	39,07	39,98
1400	39,10	39,98
1600	39,34	39,73
1800	39,89	39,91
2000	39,92	39,92

Изменение тем-
C

= 0 °

$$\gamma_0 = 0,035 \text{ м}; R_0 = 0,0635 \text{ м}; c = 1000 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3 \cdot ^\circ \text{C}}; Q_1 = Q_2 = 9 \frac{\text{м}^3}{\text{час}};$$

$$B = B_1 = 9 \text{ } ^\circ \text{C}; \Gamma = \Gamma_1 = 0,015 \text{ } ^\circ \text{C} / \text{м}; k_1 = 2,8 \frac{\text{ккал}}{\text{м} \cdot \text{час} \cdot ^\circ \text{C}};$$

$$x_2 = 0,005 \frac{\text{м}^2}{\text{час}}; b_1 = 1000 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ \text{C}}; h = 1000 \text{ м}$$

$$k_2 = 1,5 \frac{\text{ккал}}{\text{м} \cdot \text{час} \cdot ^\circ \text{C}}; x_3 = 0,003 \frac{\text{м}^2}{\text{час}}; b_2 = 1000 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ \text{C}};$$

$$H = 1000 \text{ м а} = 900 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ \text{C}}; d = 0 \div 10 \text{ } ^\circ \text{C}.$$

Результаты расчетов приведены в таблицах (1-4)
Таблица 1

З, м	t, °C	t, °C
0	40	
200	39,94	
400	39,88	
600	39,81	
800	39,74	
1000	39,69	
1000	39,69	37,51
1200	39,64	37,51
1400	39,59	37,59
1600	39,54	37,69
1800	39,49	37,74
2000	39,44	37,74

Изменение
С

Таблица 2

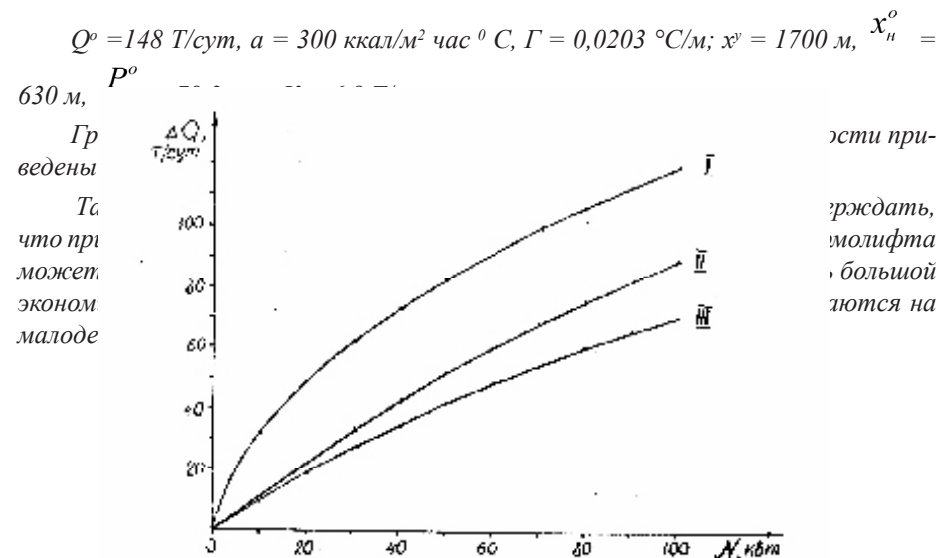


Рис.1

В заключение необходимо отметить, что, несмотря на общность рассуждений, в полученной системе уравнений использованы экспериментальные формулы, справедливые лишь для Ромашкинского месторождения, а определяемые из системы величины соответствуют квазистационарному процессу в скважине, который наступает через 7-10 суток после начала подогрева.

ЛИТЕРАТУРА

1. Черняк В. П., Добрянский Ю. П. Применение термолифта в технологии нефтедобычи, - "Нефтяное хозяйство", 1968, № 10.
2. Галонский П. П. Борьба с парафином при добычи нефти. М.. Гостоптехиздат, 1955.

ТЕРМОЗАВОДНЕНИЕ ТЕРМАЛЬНЫМИ ВОДАМИ *

Из пласта I (рис. 1) откачивается жидкость через насоснокомпрессорную трубу радиуса r_0 . На устье скважины она подогревается на величину δ и через затрубное пространство закачивается в пласт II. Требуется определить температуру жидкости как в насосно-компрессорной трубе, так и в затрубном пространстве.

Задачу будем решать при следующих предположениях (рис. 1):

- температура жидкости по сечению трубы постоянная;
- теплофизические параметры жидкости, окружающей скважину среды, постоянны;
- вертикальной составляющей температурного градиента в породах пренебрегаем [1].

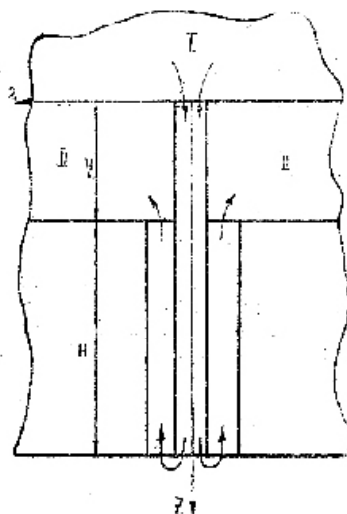


Рис. 1

Третье допущение позволяет всю задачу разбить на две задачи, которые математически сформулируются так:

$$\begin{cases} \frac{\partial T_1}{\partial t} = -v_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} + b_1 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big|_{r=r_0}; 0 < z < h, t > 0 \\ \frac{\partial T_2}{\partial t} = x_2 \left(\frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} \right); 0 < z < h, r_0 < r < \infty, t > 0 \end{cases} \quad (1)$$

$$I. \quad \frac{\partial T_2}{\partial t} = x_2 \left(\frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} \right); 0 < z < h, r_0 < r < \infty, t > 0 \quad (2)$$

$$u_1^0 = \left[\frac{\Gamma_1 v_1}{a_1} + \frac{\Gamma_1 w v_2 v_1}{a_1 b_0} \right] (1 - F_2) + \frac{a_1}{v_1} \left(d + \frac{\Gamma_1 v_1}{a_1} \right) F_1 + (T_1 - B_1 + \Gamma_1 h) F_2;$$

(34)

$$u_2^0 = u_1^0 - \frac{M_1 v_1}{a_1} \left[T_1 - B_1 + \Gamma_1 h - \frac{\Gamma_1 v_1}{a_1} + \frac{\Gamma_1 w v_2 v_1}{a_1 b_0} \right] F_3 + \left(d + \frac{\Gamma_1 v_1}{a_1} \right) F_4 - \frac{\Gamma_1 v_1}{a_1};$$

(35)

где:

$$F_1 = \frac{\exp[s_2(z-h)] - \exp[s_1(z-h)]}{s_2 \exp[s_2 H] - s_1 \exp[s_1 H]},$$

(36)

$$F_2 = \frac{s_2 \exp[s_2 H + s_1(z-h)] - s_1 \exp[s_1 H + s_2(z-h)]}{s_2 \exp[s_2 H] - s_1 \exp[s_1 H]}$$

(37)

$$F_3 = \frac{\exp[s_2 H + s_1(z-h)] - \exp[s_1 H + s_2(z-h)]}{s_2 \exp[s_2 H] - s_1 \exp[s_1 H]}$$

(38)

$$F_4 = \frac{s_2 \exp[s_2(z-h)] - s_1 \exp[s_1(z-h)]}{s_2 \exp[s_2 H] - s_1 \exp[s_1 H]}$$

(39)

$$s_{1,2} = \frac{M_1 \pm \sqrt{M_1^2 + 4M_2}}{2}$$

(40)

Зная u_1^0 и u_2^0 легко можно найти T_1^0 и T_2^0 :

$$T_1^0 = B_1 - \Gamma_1 z + u_1^0$$

(41)

$$T_2^0 = B_1 - \Gamma_1 z + u_2^0$$

(42)

Формулы, полученные в данной статье, табулированы. Расчет производился при следующих исходных данных:

* Соавторы ПУДОВКИН М. А., ЧУГУНОВ В. А

$$I'' \begin{cases} -v_1 \frac{\partial u_1}{\partial z} - b_1 j_1(t) + v_1 \Gamma = 0; 0 < z < h \\ z=0 \quad u_1 = 0; \end{cases}$$

$$II'' \begin{cases} \alpha_1(u_2^0 - u_1^0) - v_1 \frac{\partial u_1}{\partial z} + \Gamma_1 v_1 = 0; h < z < h+H \\ -\alpha_2(u_2^0 - u_1^0) - v_2 \frac{\partial u_2}{\partial z} - b_2 j_2(t) u_2^0 - \Gamma_1 v_2 = 0; h < z < h+H \end{cases} \quad (25)$$

$$z=h; u_1^0 = B_1 - \Gamma_1 h + T_1;$$

$$z=h+H; u_2^0 = u_1^0 + d \quad (26)$$

Решаем задачу . Решение будет иметь вид:

$$u_2^0 = u_1^0 + \frac{v_1}{a_1} \frac{\partial u_1}{\partial z} - \frac{\Gamma_1 v_1}{a_1} \quad (27)$$

$$(30) \quad (28)$$

(30) подставляем в (26), получим :

$$\frac{d^2 u_1^0}{dz^2} - M_1 \frac{d u_1^0}{dz} - M_2 u_1^0 = -\frac{b_2 j_2(t) \Gamma_1}{v_2} - \Gamma_1 w; \quad (29)$$

(31)

$$z=h; u_1^0 = B_1 - \Gamma_1 h + T_1;$$

(32)

$$z=h+H; u_2^0 = u_1^0 + d$$

(33)

где

Если расход закачиваемой жидкости равен расходу отбираемой, то:

$$w; M_1 = \frac{b_2 j_2(t)}{v_2} + w; M_2 = \frac{b_2 a j_2(t)}{v_2 v_1}; w = \frac{\alpha_2 v_1 - \alpha_1 v_2}{v_2 v_1} \cdot Q = Q$$

Решение уравнения (31) с учетом (32) и (33) будет:

$$t=0; T_1 = T_2 = B - \Gamma_z; 0 \leq z \leq h \quad (3)$$

$$z=0; T_1 = B; t > 0; \quad (4)$$

$$r=r_0; k_1 \frac{\partial T_2}{\partial r} = b_1 (T_2 - T_1) \quad 0 \leq z \leq h; t > 0 \quad (5)$$

$$r \rightarrow \infty; \lim T_2 < \infty; 0 \leq z \leq h; t > 0 \quad (6)$$

$$II. \begin{cases} \frac{\partial T_1}{\partial t} = -v_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} + \alpha_1 (T_2^0 - T_1^0) \quad h < z < h+H; t > 0; \\ \frac{\partial T_2}{\partial t} = v_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} - \alpha_2 (T_2^0 - T_1^0) + b_1^0 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big|_{r=r_0}; h < z < h+H; t > 0 \\ \frac{\partial T_3}{\partial t} = x_3 \left(\frac{\partial^2 T_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_3}{\partial r} \right); h < z < h+H; R_0 < r < \infty; t > 0 \end{cases} \quad (7)$$

$$(8) \quad (9)$$

$$t=0; T_1^0 = T_2^0 = T_3 = B_1 - \Gamma_1 z; h \leq z \leq h+H$$

$$z=h; T_1^0 = T_1(t; h) \quad t > 0 \quad (10)$$

$$z=h+H; T_2^0 = T_1^0 + d; t > 0 \quad (11)$$

$$r=R_0; k_2 \frac{\partial T_3}{\partial r} = b_2 (T_3 - T_2^0) \quad h \leq z \leq h+H; t > 0 \quad (12)$$

$$r \rightarrow \infty; \lim T_3 < \infty; h \leq z \leq h+H; t > 0, \quad (13)$$

где :

$$b_1 = \frac{2k_1}{e_o}; a_1 = \frac{2a}{e_o}; a_2 = \frac{2r_o a}{c[R_o^2 - r_o^2]}; b_1^o = \frac{2k_2 R_o}{c[R_o^2 - r_o^2]} \quad (14)$$

r_o - радиус насосно-компрессорной трубы в м;

R_o - радиус скважины в м; (15)

H - глубина залегания II пласта в м;

h - мощность II пласта в м;

T_1 - температура в насосно-компрессорной $(0 \leq z \leq h)$ в °C;

T_1^0 - температура в насосно-компрессорной трубе $(h \leq z \leq h+H)$, в °C

T_2^0 - температура в затрубном пространстве, в °C;

T_2, T_3 - температура в породах соответственно $(0 \leq z \leq h)$ $(h \leq z \leq h+H)$, в °C;

v_2, v_1 - скорости жидкости в затрубном пространстве и в насосно-компрессорной трубе соответственно $(0 \leq z \leq h)$ $(h \leq z \leq h+H)$, в м/час;

α_2, α_1 - коэффиц. температуропроводности пород в зонах соответственно, в м/час;

k_1, k_2 - коэффициент теплопроводности пород в соответственно, в ккал/м час $(0 \leq z \leq h)$ $(h \leq z \leq h+H)$ °C;

b_1, b_2 - коэффициент теплоотдачи в зонах соответственно $(0 \leq z \leq h)$ $(h \leq z \leq h+H)$, в ккал/м² час °C;

d - величина подогрева, в °C

Γ, Γ_1 - геотермические градиенты в областях, в °C/м

a - коэффиц. теплоотдачи от жидкости в насосно-компрессорной трубе к жидкости в затрубном пространстве, в ккал/м час, °C;

c - объемная теплоемкость жидкости, в $\frac{\text{ккал}}{\text{м}^3 \cdot ^\circ \text{C}}$.

При решении задач I, II можно было бы воспользоваться результатами, полученными в работе [1], Однако формулы, полученные в указанной работе, чрезвычайно сложны и для численной их реализации необходимо затратить много времени и применять быстродействующие вычислительные машины. Поэтому результаты, полученные в указанной работе, носят чисто теоретический характер и для практики мало пригодны. Цель данной работы: получить более простые формулы, которые легко было бы табулировать.

Задачи I и II легко можно привести к следующему виду [2] [3]:

$$I' \begin{cases} \frac{\partial u_1}{\partial t} = -v_1 \frac{\partial u_1}{\partial z} - b \left(u_1 + \int_0^t u_1 j_1(t-x) dx \right) + v_1 \Gamma; 0 < z < h \\ t > 0 \\ t = 0 \quad u_1 = 0; 0 \leq z \leq h \\ z = 0 \quad u_1 = 0; t > 0 \end{cases} \quad (16)$$

$$II' \begin{cases} \frac{\partial u_1}{\partial t} = \alpha_1 (u_1^p - u_1^s) - v_1 \frac{\partial u_1}{\partial z} + \Gamma_1 v_1; h < z < h+H; t > 0; \\ \frac{\partial u_1}{\partial t} = \alpha_1 (u_1^p - u_1^s) + v_1 \frac{\partial u_1}{\partial z} - \Gamma_1 v_1 - b^p \left(u_1^p + \int_0^t u_1^p j_1(t-x) dx \right); h < z < h+H; t > 0; \end{cases} \quad (17)$$

$$(18)$$

$$(19)$$

$$t = 0; u_1^0 = u_2^0 = 0; h \leq z \leq h+H; \quad (20)$$

$$z = h; u_1^0 = B_1 - \Gamma_1 h + T_1; t > 0; \quad (21)$$

$$z = h+H; u_2^0 = u_1^0 + d; t > 0,$$

где

$$u_0 = T_1^0 - (B_1 - \Gamma_1 z) j_1(t) = \frac{1}{1 + g_1 h \left(1 + \sqrt{\frac{2x_2 t}{R_0^2}} \right)}$$

$$u_1 = T_1 - (B - \Gamma) j_2(t) = \frac{1}{1 + g_2 h \left(1 + \sqrt{\frac{2x_3 t}{R_0^2}} \right)} \quad (22)$$

$$b = \frac{2b_1}{c_0}; b^0 = \frac{2b_2 R_0}{c[R_0^2 - r_0^0]} \quad (23)$$

Задача подробно исследовалась в работе [2], а задача II' - в работе [3]. Опираясь на результаты этих работ, можно утверждать, что, начиная с некоторого времени $t = t^*$, решения задач I' и II' можно аппроксимировать решениями следующих задач:

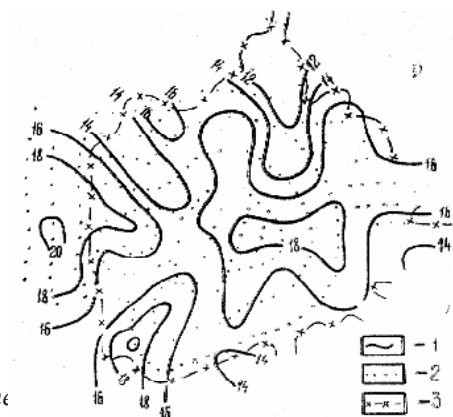


Рис. 4. Карта изотерм Ромашкинского и Ново-Елховского нефтяных месторождений. 1971 г. Условные обозначения те же, что и на рис. 1.

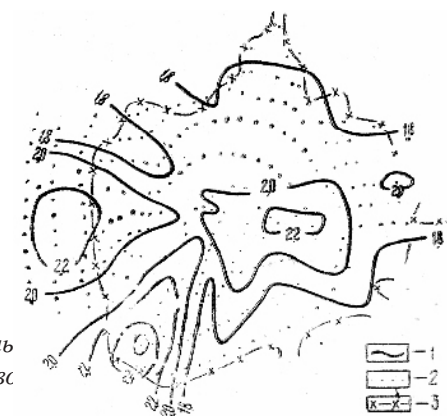


Рис. 5. Карта равных температурных отложений Ромашкинского и Ново-Елховского нефтяных месторождений. 1971 г. Условные обозначения:

1 - линии равных градиентов в $^{\circ}$ 100 м, 2 и 3 те же, что и на рис. 1.

Из рассмотрения карт изотерм следует:

1. На всех картах прослеживаются одни и те же участки повышенных и пониженных температур. К участкам повышенных температур относятся юго-западная часть Ромашкинского месторождения, центральная часть Ново-Елховского месторождения, отдельные части Зеленогорской, Павловской, Абдрахмановской и Миннибаевской площадей, простирающиеся в широтном направлении.

От вышеназванных участков температура уменьшается во всех направлениях. Северная, восточная и юго-восточная окраины Ромашкинского месторождения характеризуются самыми низкими температурами.

2. Амплитуда изменения температуры на рассмотренных картах закономерно увеличивается по разрезу сверху вниз, от 8°C (верейский горизонт) до 16°C (горизонт D-1).

Какие же главные факторы сформировали такое неоднородное тепловое поле изученных месторождений?

Тщательное изучение геотерм скважин, расположенных на участках повышенных и пониженных температур, показало, что такими основными факторами являются следующие:

1. Разность в плотности теплового потока в пределах изученных участков. Данный вывод сделан на основании закономерного изменения геотермических градиентов однородных литологических толщ (карбонатные толщи турнейских, средне- и верхнекаменноугольных отложений). Из рис. видно, что максимальные геотермические градиенты турнейских отложений приурочены к участкам повышенных температур и наоборот. Наблюдаемая разница в геотермических градиентах достигает 50%. Отметим, что на участках повышенных температур максимальные геотермические градиенты фиксируются по всему разрезу, хотя и отмечается колебание их величин. Последнее наблюдается в литологически невыдержанных горизонтах.

2. Литолого-фациальные изменения отдельных горизонтов в пространстве. Например, только за счет саргаевско-кыновских отложений юго-западная часть Ромашкинского месторождения увеличивает свою температуру на $3-5^{\circ}\text{C}$ по сравнению с его северными и восточными районами.

3. Рельеф местности. Амплитуда колебания рельефа местности на Ромашкинском месторождении составляет 200-250 м, что может дать дополнительно $3-5^{\circ}\text{C}$. Например, вдоль долины р. Степной Зай четко прослеживается по всему разрезу полоса пониженных температур.

Дополнительными факторами формирования неоднородного теплового поля изученных месторождений могут быть тепловая анизотропия пород, местные тепловые источники (нефтяные залежи), конвективный перенос тепла движущимися подземными водами (местные области разгрузки и питания подземных вод). Но вопрос о их конкретном вкладе в формирование теплового поля изученных месторождений остается пока открытым и требует дальнейшего изучения.

В заключение отметим, что, несмотря на несовпадение структурных планов изученных месторождений, участки повышенных температур прослеживаются по всему разрезу снизу вверх, например, центральная часть Ново-Елховского девонского погребенного поднятия.

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.240 формат 60×90 1/16.

Бумага офсетная № 1. Типография: Центр инновационных технологий «Ло-

КОГО НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	223
КУАКБАШСКАЯ ГЕОТЕМПЕРАТУРНАЯ АНОМАЛИЯ.....	228
ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ УЗЕНЬСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТО- РОЖДЕНИЯ	232

Следовательно, в определенных геологических условиях термический метод может быть использован при поисках и разведке погребенных структур.

Литература

- 1. Кострюков, Г. В., Голиков А. Д. Температурный режим Ромашкинского месторождения. М., Гостоптехиздат, 1962.*
- 2.. Непримеров Н. Н., Пудовкин М. А., Марков А. И. Особенности теплового поля нефтяного месторождения, Казань, Изд-во КГУ, 1968.*
- 3. Синявский Е.И., Непримеров Н. Н. Начальное геотермическое распределение температуры на кровле продуктивного горизонта D-1 Ромашкинского и Ново-Елховского нефтяных месторождений. - Сб. Термозаводнение нефтяных пластов. Казань, Изд-во КГУ. 1971.*

КУАКБАШСКАЯ ГЕОТЕМПЕРАТУРНАЯ АНОМАЛИЯ*

Геотермические исследования, проведенные КГУ на Ромашкинском нефтяном месторождении, позволили оконтурить и изучить Куакбашскую геотемпературную аномалию [2]. Последняя расположена на юго-западе Ромашкинского месторождения и занимает южные части Куакбашской, Зай-Каратайской и западную часть Южно-Ромашкинской площадей. Всего исследовано около 50 скважин, половина из них пробурена на верхние нефтеносные горизонты среднего и нижнего карбона.

Поэтому более точная карта изотерм построена по кровле верейского горизонта (рис.1), менее точны карты изотерм по кровле турнейского яруса и пашийского горизонта.

Длина аномалии по замкнутой изотерме 18,0°C составляет 20 км, ширина ее южной половины 6 - 10 км, северной половины 6 - 3 км.

Участок, ограниченный изотермой 19,0°C, почти овальный, его размеры 5,5 км х 7,0 км. Сква. 3665 Зай-Каратайской пл., характеризующаяся максимальными температурами по всему разрезу данного участка, находится у его северной границы. Южнее и восточнее скв. 3665 внутри этого участка замеренных скважин не имеется.

От данного участка температура кровли Верейского горизонта понижается во всех направлениях от 20,5°C (скв. 3665) до 14- 15°C.

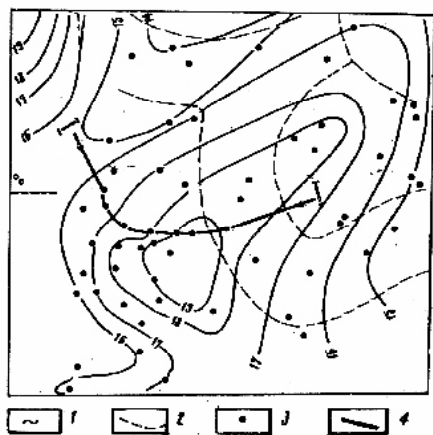


Рис.1. Карта изотерм по кровле верейского горизонта. 1 - изотерма, °C; 2 - разрезающий ряд; 3 - исследованные скважины; 4 - линия профиля.

* Соавтор Е.И.Синяевский.

По нижележащим отложениям карбона и девона форма и размеры геотем-

§ 13. ТЕПЛОПЕРЕДАЧА ПРИ ДВИЖЕНИИ ЖИДКОСТИ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ ТРУБАХ 112

§ 14. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН 122

ГЛАВА V.....

ДИНАМИКА ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ВНУТРИКОНТУРНОЙ ВЫРАБОТКЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....

§ 15. НЕОДНОРОДНОСТЬ ВЫРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ ПО ВЕРТИКАЛИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА..... 131

§ 16. НЕВОЗМУЩЕННАЯ ГЕОТЕРМА ГОРИЗОНТА Д₁ И ЕЕ ИЗМЕНЕНИЯ ДО ПРИХОДА ФРОНТА ОХЛАЖДЕНИЯ 135

§ 17. НАЧАЛЬНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ГЕОТЕРМЫ НА ЗАБОЕ КОНТРОЛЬНЫХ И ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН ПРИ ПРОХОДЕ ФРОНТА ОХЛАЖДЕНИЯ 141

§18. ФОРМА КРИВЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ БОЛЬШИХ ВЕЛИЧИНАХ ОХЛАЖДЕНИЯ ПЛАСТОВ..... 149

§ 19. ВЛИЯНИЕ ОХЛАЖДЕНИЯ НА ФИЛЬТРАЦИЮ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ 157

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ..... 177

ПРИБЛИЖЕННЫЙ МЕТОД РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ О НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА 180

О ТЕПЛОМ ПОТОКЕ НА РОМАШКИНСКОМ И НОВО-ЕЛХОВСКОМ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ..... 193

МЕТОДИКА РАСЧЕТА НАЧАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ ШЕБЕЛИНСКОГО ГАЗОВОГО И БИТКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ..... 195

ТЕПЛОВЫЕ АНОМАЛИИ КАК ОДИН ИЗ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... 197

КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ АНОМАЛИЙ, ВЫЗВАННЫХ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКОЙ ШЕБЕЛИНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 199

РАСЧЕТ НАЧАЛЬНОГО ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ ШЕБЕЛИНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... 201

ОБ ОДНОМ СПОСОБЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕРМОЛИФТА И ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТИ..... 207

ТЕРМОЗАВОДНЕНИЕ ТЕРМАЛЬНЫМИ ВОДАМИ..... 215

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РОМАШКИНСКОГО И НОВО-ЕЛХОВС-

Содержание

ТЕПЛОВОЕ ПОЛЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	
ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА I.....	
ТЕХНИКА И МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В СКВАЖИНАХ	
§ 1. КОМБИНИРОВАННЫЙ МОСТИКОВЫЙ ТЕРМОМЕТР ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ КОНТРОЛЬНЫХ И ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН.....	6
§ 2. ВАРИКОНДОВЫЙ ТЕРМОМЕТР СТАНЦИИ “ЭДИС” ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЙ В ДЕЙСТВУЮЩИХ НЕФТЯНЫХ, ВОДЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ.....	14
§ 3. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В СКВАЖИНАХ.....	20
ГЛАВА II	
ГЕОТЕРМИКА НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	
§ 4. ВОЗМОЖНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ НАД НЕФТЕГАЗОВЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ.....	27
§ 5. АНАЛИЗ ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПО ДАННЫМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТОЛУ КОНТРОЛЬНЫХ, ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИХ И ДЛИТЕЛЬНО ПРОСТАИВАЮЩИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН.....	31
§ 6. СТРОЕНИЕ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ КОРОБКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	37
§ 7. ГЕОТЕРМЫ РОМАШКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	43
§ 8. ФОРМА И СТРОЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ АНОМАЛИИ ВБЛИЗИ НЕФТЕНОСНОГО ГОРИЗОНТА.....	52
§ 9. СТРУКТУРА ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ НАД РОМАШКИНСКИМ НЕФТЯНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ.....	67
ГЛАВА III.....	
ТЕРМОДИНАМИКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТОКА НА ЗАБОЕ СКВАЖИН.....	
§ 10. РОЛЬ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ДИНАМИКЕ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ.....	79
§ 11. ЭФФЕКТ ДЖОУЛЯ-ТОМСОНА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЗАБОЯХ ДЕЙСТВУЮЩИХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН.....	82
§ 12. АНАЛИЗ ТЕМПЕРАТУРНЫХ КРИВЫХ НА ЗАБОЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	94
ГЛАВА IV.....	
ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОС ДВИЖУЩИМСЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫМ ПОТОКОМ В СКВАЖИНЕ.....	

пературной аномалии сохраняются примерно такими же. Амплитуда изменения температуры от максимальной до фоновой растет с глубиной. Например, по кровле турнейского яруса она составляет 6°C (от $26,1^{\circ}\text{C}$ - скв. 3665 до $19,5 - 20,0^{\circ}\text{C}$), а по кровле пашийского горизонта она равна уже 10°C (от $47,1^{\circ}\text{C}$ - скв. 3665 до $36 - 37^{\circ}\text{C}$).

На картах геотермических градиентов пород (Г) основных литолого-стратиграфических толщ площадь аномалии во всех случаях выделяется повышенными Г. Причем так же, как и на картах изотерм, величины Г от скв. 3665 уменьшаются во всех направлениях.

Г карбонатных толщ верхнего карбона и подольского + мяч - невского горизонтов изменяются от 1,4 - 1,5 до 1,0 - $1,1^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, а турнейско-верхнефаменских отложений - от 2,4 - 2,5 до $1,7-1,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

Если предположить, что данные карбонатные толщи литологически выдержаны в пространстве, или иными словами, они имеют одну и ту же теплопроводность по простиранью, то плотность теплового потока в изученном районе, исходя из уравнения Фурье, должна изменяться на 40 - 50%.

Это предположение, с нашей точки зрения, более правдоподобное, чем допущение об изменении литологического состава пород всего раздела от скв. 3665 во всех направлениях, что трудно объяснить с геологических позиций.

В тектоническом отношении Куакбацкая геотемпературная аномалия приурочена к Шугуровской антиклинали (северная часть Сокско-Шешминской зоны дислокаций). Отметим, что структурные планы данного района по разрезу не совпадают.

По кристаллическому фундаменту и терригенной толще девона район представляет собой очень плавное погружение слоев в южном направлении. С запада он ограничен Алтунино-Шувакским прогибом.

По вышележащим отложениям происходит перестройка структурного плана. Наиболее приподнятая часть района лежит в пределах Шугуровского купола, расположенного чуть южнее изученного района.

Продольные и поперечные геотермические профили через Куакбацкую геотемпературную аномалию (рис. 2) позволили сделать следующие выводы:

1. От района скв. 3665, расположенной вблизи восточного крутого крыла антиклинали, изотермы всего разреза неравномерно погружаются во всех направлениях. Максимальная разница в температурах фиксируется в северном и восточном направлениях. Например, абс. отметка изотермы 15°C в скв. 353 Зай-Каратайской площади зафиксирована на 400 м ниже, чем в скв. 3665 (северное направление).

2. Изотермы секут все стратиграфические разделы осадочной толщи, т.е. не наблюдается никакого соответствия между структурными и изотермическими

поверхностями разреза.

3. Шарнир купола максимальных температур верхней половины осадочной толщи проходит через скважины №№ 22, 15047, 15237, 3665, 4075, 3961, продолжаясь далее на северо-восток. Получается, что шарнир купола сечет Шугуровскую антиклиналь почти поперек и затем, постепенно погружаясь, уходит в северо-восток

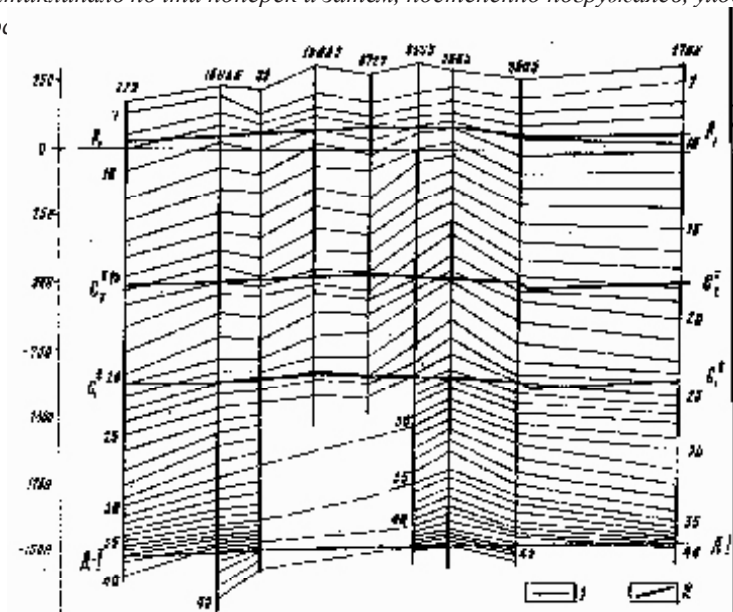


Рис. 2. Геотермический профиль. 1 - изотерма, °C; 2 - стратиграфические линии.

4. С юга геотемпературная аномалия ограничена долиной р.Шешмы. На Шугуровском куполе температуры ниже на 4 - 5°C. Но к юго-западу от него, в направлении Ойкино-Алтунинского купола, лежащего также в пределах Шугуровской антиклинали, температуры опять растут, образуя новый участок повышенных температур. Например, по кровле верейского горизонта температура на куполе 18 - 19°C, соответственно возросли, и Т.

5. На распределение температуры в пространстве по кровле пашийского горизонта дополнительное влияние оказывает изменение мощности вышележащей глинистой толщи саргаевского + кыновского горизонтов, имеющей высокие Г (6 - 9°C/100 м).

В заключение отметим, что изученный район пережил очень сложную геологическую историю.

температуры любого пласта для прогнозных расчетов элементов термозаводнения. Подобные расчеты придется делать в недалеком будущем, так как процесс охлаждения пластов уже начался и развивается бурными темпами. Например, в контрольной скв. 279 величина отрицательной аномалии в пласте XIII в сентябре 1969 г. была равна 2,8°C, а в сентябре 1972 года она выросла до 36°C. Начал охлаждаться и вышележащий пласт, в сентябре 1972 г., в нем была зафиксирована отрицательная аномалия в 10,7°C. Детальное изучение геотермических условий недр Узеньского месторождения крайне необходимо, так как его нефти содержат 17 - 23% парафина, а температура насыщения нефтей парафином равна 62°C. Начальные пластовые температуры близки к этой величине, поэтому любое охлаждение пластов очень осложнит его разработку.

ЛИТЕРАТУРА

1. Непримеров Н. Н. и др. Структура начального теплового поля нефтяного месторождения Узень. - Сб.: Состояние и перспективы развития крупного центра

Таким образом, только за счет этого явления в оvoidовой части структуры фиксируется дополнительный прирост температуры по сравнению с крыльевыми частями в 2,0 - 2,5° С.

Далее отметим, что в восточной части месторождения сводовой части структуры соответствуют высокие отметки рельефа (так называемое плато), а крыльевым, частям - низкие отметки рельефа (равнина). Вследствие этого в сводовой части структуры на срезах фиксируются наивысшие температуры по сравнению с крыльевыми частями. На срезе - 500 м разница в температурах составляет 5 - 6°С, что в основном компенсируется влиянием рельефа (4 - 5°С), а на срезе - 1000 м эта разница равна уже 7 - 9° С. Наблюдаемый прирост температуры 2 - 3° С почти гасится влиянием различной мощности отложений верхней юры (2 - 2,5°С).

На поперечном геотермическом профиле (рис.1) изотермы секут стратиграфические разделы и залегают почти параллельно земной поверхности. Отметим очень слабый подъем изотерм в пределах плато от его краев к сводовой части структуры.

Таблица 2

Геотермический профиль, °С/100 м										
СРБ	27+0,2	0,2-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9
67	-	38	38	38	5	38-17	46	46-29-46	-	-
616	25-42	32	3	30-35	34	34-21	44	44-39	35-18-24-18	-
54	-	36	36	36	47	36-19	47	-	-	-
44	38	38	38	38-42	37	35-2	48	-	-	-
69	-	38	38	38-34-46	41	41-2	47	-	-	-
196	-	36	36	36-7	45	37	-	-	-	-
257	25	37	37	37-5	45	38-21	45	45	-	-
333	-	36	36	36	-	-	-	-	-	-
52	-	-	38	38-5	5	23	-	-	-	-
279	-	36	36	36-4	47	44-7-22	5	-	-	-
71	-	38	38	-	-	-	-	-	-	-
55	-	-	36	36-45-36	44	64-23	49	-	-	-

Геотермические градиенты пород отдельных стратиграфических подразделений по площади месторождения примерно одинаковы (см. табл. 2).

Нижняя часть неокома, представленная пачкой песчаников валанжинского яруса мощностью 30 - 40 м, хорошо выделяется на геотермах пониженными значениями геотермических градиентов (около 2,0° С/100 м). Ниже залегают глинистые отложения верхней юры, характеризующиеся высокими геотермическими градиентами (около 4,7° С/100 м). Поэтому кровля верхней юры является прекрасным геотермическим репером на Узеньском месторождении.

Ранее было дано аналитическое выражение геотермы Узеньского месторождения [1], которое может быть использовано при вычислении начальной

На территории Ромашкинского месторождения максимальное количество нефтяных залежей по разрезу зафиксировано именно в этом районе, что свидетельствует о больших масштабах вертикальной миграции флюидов в прошлом.

Факт существования флексуры (уступа), прослеженной по всей осадочной толще и кристаллическому фундаменту вдоль южной части Алтунино-Шунакского прогиба, подтверждает возможность подобной миграции.

С востока Шугуровская антиклиналь ограничена флексурой (уступом), которая зафиксирована по кристаллическому фундаменту и II, III, IV структурно-тектоническим этажам [1]. По терригенным отложениям девона (I СТЭ) флексура не отмечена.

Наконец, данный район гидрогеологически наиболее раскрыт по сравнению с соседними района Ромашкинского месторождения.

Все вышеперечисленные факты свидетельствуют о высокой мобильности района, связанной с его особенностями глубинного строения.

Различная плотность теплового потока в пределах осадочной толщи изученного района связана, по нашему мнению, с наличием дополнительного теплового источника, лежащего на глубине 10 - 20 км. Его центр лежит в районе скв. 3665.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабюк. С. Г. и др. Строение и основные этапы формирования структуры Южного купола Татарского свода. - Труды ТатНИИ. Вып. 12. М., "Недра", 1968.
2. Синявский Е. И., Непримеров Н. Н., Николаев С. А. О тепловом потоке

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ УЗЕНЬСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ*

Узеньское поднятие расположено на северном склоне Южно - Мангышлакского прогиба в пределах Жетыбайско-Узеньской тектонической ступени и представляет собой крупную антиклинальную структуру субширотного простирания с размерами 40×10 км и амплитудой 300 - 350 м. Южное крыло более крутое, чем северное. По кровле XIII горизонта наклон крыльев соответственно составляет 6 - 8 и 3 - 4°. Установлено увеличение с глубиной углов падения слоев. Свод складки смещен к востоку.

Промышленные залежи нефти и газа приурочены к юрско-меловой толще, достигающей мощности 2000 м. Выше этой толщи залегают отложения палеогена и неогена. Осадочный чехол сложен в основном терригенными породами.

В 1969 и 1972 гг. ученые КГУ провели геотермические исследования в 12 скважинах, расположенных на плато в пределах контура нефтеносности (скв. №№ 616, 279, 333, 257, 196, 52) и на равнине в пределах контура и вне его (181, 55, 67, 54, 44, 69).

И на плато, и на равнине отметки рельефа изменяются незначительно, соответственно 210 - 240 и 95 - 133 м абс. высоты.

Температура нейтрального слоя равна примерно 14° С при глубине его залегания 15 - 30 м.

Распределение температуры и геотермических градиентов по площади и разрезу месторождения дано в таблицах 1 и 2. Из таблиц и геотермического профиля (рис. 1) следует, что в формировании теплового поля Узеньского месторождения большую роль сыграли рельеф и высокая амплитуда складки.

Перепад отметок рельефа в 120 - 140 м создает дополнительную температуру в 4 - 5° С. Крутые уступы плато четко фиксируются резким падением изотерм с плато на равнину. Этот скачок изотерм прослеживается по всему исследованному разрезу.

Из-за высокой амплитуды складки срез - 1000 и абс. высоты прошел на различном расстоянии от кровли верхнеюрских отложений: в сводовой части это расстояние оказалось равным 200 - 260 м, а на крыльях 50 - 100 м.

Так как геотермические градиенты пород нижнего мела, залегающего выше верхней юры, несколько меньше таковых же глинистых пород верхней юры, то за счет повышенной мощности последних в сводовой части на срезе - 1000 м фиксируются более высокие температуры по сравнению с крыльевыми частями.

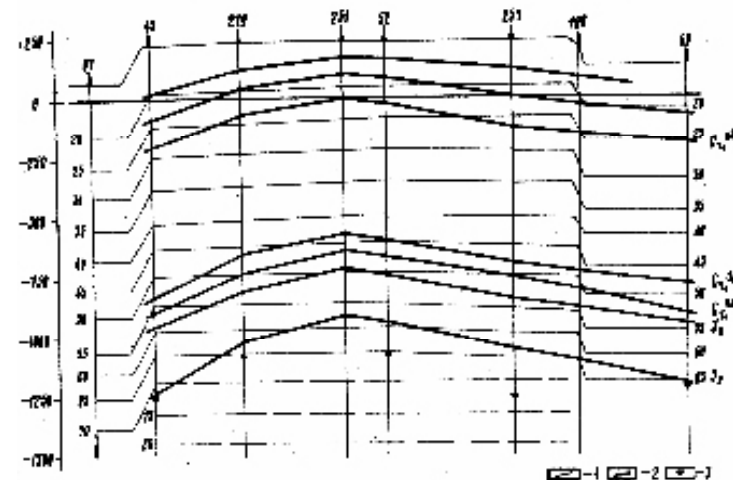


Рис. 1. Геотермический профиль через Узеньское месторождение. 1 - изотерма, 2 - стратиграфическая линия; 3 - глубина последнего замера температуры.

Например, 190-метровая толща верхней юры в скв. 279, залегающая выше среза - 1000 м, дает прирост температуры 9,5°С. Такая же по мощности толща пород в скв. 69, состоящая из 50 м верхней юры и 140 м нижнего мела, дает прирост температуры 7,2°С, а такая же толща в скв. 44 - 7,5°С.

Аналогичная картина наблюдается при сравнении других сводовых и крыльевых скважин.

Таблица 1

СКВ	ТЕМПЕРАТУРА, °С					
	Глубина, м	$\nabla T, \text{град}$	$\nabla T, \text{град}$	1	-300 м	-1000 м
67	65	21,8	30,5	33,5	53	74
616	218,2	24,5	40,5	38,7	30,5	70,7
54	94,5	23	40,5	34,5	32,7	-
44	107,8	27,5	31,5	33	34,5	-
69	133,5	26	34	37,5	36,2	-
196	210	25	34,3	38,8	-	-
257	238,5	26,2	33	40	61	-
333	230,3	23	-	40	-	-
52	230,1	23,4	30,5	41,3	-	-
279	233,8	23,9	32,5	38,8	62,2	-
55	94,5	23,4	31	33,5	35	-

* Соавторы Е.И.Синявский, Э.Я.Ходырева

