

ДЕЛ
622.248

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ НЕФТЯНОЙ
ИНСТИТУТ (ГИНИ)

Ш39

Инж. А. Б. Шейнман
Инж. К. К. Дубровой

РЕПУБЛИКАНСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА БССР

ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

и термический способ
добычи нефти

38582

11.89
РЕПУБЛИКАНСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА БССР

1.08
РЕПУБЛИКАНСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА БССР



ОНТИ НКТП СССР 1934
ГОСУДАРСТВЕННОЕ-ОБЪЕДИНЕННОЕ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
Главная редакция горютопливной литературы
МОСКВА, ГРОЗНЫЙ, ЛЕНИНГРАД.

Г-Н-30-5-4

Протокол ТКК № 167

Редактор Н. З. Звягин

Технический редактор Е. С. Левицкая

Сдано в производство 5/X 1934 г.
Подписано к печати 21/XII—1934 г.
Формат 62×94^{1/16}
Объем 6 печ. л. + 4 вкл.

Колич. зн. в печ. л. 48.144.
Уполном. Главлита № В.-94989
Тираж 1500
Изд. № 2482

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие акад. И. М. Губкина	5
Предисловие авторов	7
<i>Глава I.</i> Условия залегания нефти	9
<i>Глава II.</i> Степень извлечения нефти из пласта	11
<i>Глава III.</i> О существующих способах добычи	14
<i>Глава IV.</i> Вторичные способы эксплуатации	20
<i>Глава V.</i> Температурный фактор	24
<i>Глава VI.</i> Пласт как газогенератор	26
<i>Глава VII.</i> Основные проблемы процесса	31
<i>Глава VIII.</i> Применение термического способа добычи нефти	35
<i>Глава IX.</i> Применение термического способа добычи нефти путем разгонки нефтяных песков в надземных генераторах	36
<i>Глава X.</i> Применяемые подземного газогенераторного процесса	46
1. Вариант А ₁	47
2. Вариант А ₂	50
3. Вариант А ₃	51
4. Вариант В ₁	52
5. Вариант В ₂	53
<i>Глава XI.</i> Оборудование промышленных установок и ведение процесса	54
<i>Глава XII.</i> Исследовательская и экспериментальная работа	56
<i>Глава XIII.</i> Выводы	68
<i>Глава XIV.</i> Опытная установка для технического опыта добычи нефти из истощенных пластов Майкопского месторождения (Н. А. Сорokin)	69
<i>Глава XV.</i> Геологические вопросы (М. М. Чарыгин, Б. Г. Коновалов и Е. Я. Старобинец)	77
<i>Резюме</i>	93

HEADINGS

Introduction by Academician J. M. Gubkin	5
Authors introduction	7
Chapter 1. Conditions of petroleum layers	9
Chapter 2. Degree of producing petroleum from layer	11
Chapter 3. On existing methods of production	14
Chapter 4. Methods of secondary exploitation	20
Chapter 5. Temperature factor	24
Chapter 6. Layer as a gas-generator	26
Chapter 7. Main problems of the process	31
Chapter 8. Utilizing the thermal method of producing petroleum	35
Chapter 9. Utilizing the thermal method of producing petroleum by means of refining oil sands, and overground generators	36
Chapter 10. Use of the underground gas-generator process	46
1. Method A-1	47
2. Method A-2	50
3. Method A-3	51
4. Method B-1	52
5. Method B-2	53
Chapter 11. Equipment of field units and introduction of process	54
Chapter 12. Research and experimental work	56
Chapter 13. Conclusions	68
Chapter 14. Experimental unit for technical experiment of obtaining petroleum from exhausted layers. C. Sorokin	69
Chapter 15. Geological questions (Charygin, Ronovalo, and Starobinetz)	77
Summary	95

ВСЕМЕРНО ПОДДЕРЖАТЬ ИНИЦИАТИВУ ИНЖ. ШЕЙМАНА

ПРИКАЗ ПО НАРОДНОМУ КОМИССАРИАТУ ТЯЖЕЛОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

Москва, 20 июня 1933 г.

Всемерно поддерживая предложение инж. Шеймана о газификации нефтяных пластов, предлагаю начальнику Главнефти т. Ганшину оказать т. Шейману всяческую поддержку, предоставив ему все необходимое оборудование и аппаратуру.

Главнефти выделить немедленно на экспериментальные работы Государственному исследовательскому нефтяному институту 200 тыс. руб., а также немедленно приступить к составлению проекта и сметы на производство промышленных опытов.

Возложить ответственность за проведение экспериментальных лабораторных работ в Государственном исследовательском нефтяном институте в Москве, составление проекта и проведение опытов в промышленном масштабе на тт. Шеймана и Дубровая, на которых возложить подбор группы специалистов.

Ответственность за правильное и своевременное проведение подготовительных работ (бурение, монтаж компрессорной установки и т. д.) возложить на управляющего трестом „Майнефть“ т. Богдановича, для чего трест должен обеспечить эти работы всем необходимым оборудованием, материалами и т. д.

Наблюдение за исполнением данного приказа возложить на начальника Главнефти т. Ганшина.

Нарком тяжелой промышленности

С. ОРДЖОНИКИДЗЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ

Предлагаемая книга обсуждает вопрос чрезвычайной важности, положительное разрешение которого может произвести целую революцию в разработке нефтяных месторождений. Из гл. I этой работы читатель увидит, что при современных методах разработки и эксплуатации нефтяных месторождений мы можем взять не более половины, иногда не более одной трети от всего количества нефти, содержащейся в нефтеносных пластах эксплуатируемого месторождения. Следовательно, количество так называемой „остаточной нефти“ в недрах гораздо больше того, что мы оттуда забираем. Конкретно говоря, это означает следующее: за все время эксплуатации из недр нефтяных месторождений нашего Союза извлечено приблизительно около 400 млн. т нефти (по исчислению Valentin R. Garfias — около 2 883 млн. барр. до 31 декабря 1932 г.). Если мы примем, что это количество составляет самое большее половину всей заключавшейся в эксплуатируемых нами пластах нефти, то в этих, считающихся сейчас выработанными пластах содержится не менее 400 млн. т нефти, не извлекаемой современными методами. Если же допустить, что извлеченная нефть составляет, согласно данным некоторых авторов, только одну треть от всего количества, заключенного в пластах, подвергшихся разработке, то в недрах наших старых районов осталось еще около 800 млн. т, т. е. в два раза больше того, что из них взяли. Такое большое количество „остаточной“ нефти в недрах объясняется особыми условиями залегания нефти в земной коре и некоторыми ее физическими свойствами.

Капиллярные силы сцепления, явление поверхностного натяжения и другие факторы, действующие в недрах нефтяных залежей, не позволяют извлекать нефть нацело из земных недр.

Над этим вопросом практики и теоретики нефтяного дела давно ломают головы.

В Америке придумали способы поднятия отдачи нефтяных пластов путем закачивания в нефтяные пласты воздуха или газа (способ Мариэтта); применяется также способ заводнения пластов (fluding) путем закачки в выработанные и заброшенные пласты воды, движение которой от скважин обводнительниц по направлению к скважинам эксплуатационным создавало добавочное в пласте давление и гнало нефть к забю. Оба эти способа с успехом применялись в старых, давно эксплуатирующихся нефтяных месторождениях штата Пенсильвания (США) (например

район Bradford и др.), ибо они действительно в известной степени омолаживают старые оставленные нефтяные пласты.

Но и при этих новых способах эксплуатации все же извлекалось далеко не все количество нефти, и добрая ее половина продолжает оставаться в земной коре.

Нефтяная техническая мысль никак не могла мириться с подобного рода обстоятельствами и искала разрешения проблемы извлечения нефти из земных недр нацело.

По отношению к угольным месторождениям уже давно поставлен вопрос о их газификации путем подземного сжигания угля и превращения его в горючие газы (главным образом, CO).

Как известно, В. И. Ленин придавал идее газификации углей огромное значение. В настоящее время эта идея путем широкого опыта в промышленном масштабе и ходит свое осуществление. Эта идея газификации углей навела на мысль двух ученых, работающих в ГИНИ, гг. Шейнмана и Дубровая,—применить эту идею по отношению к старым оставленным нефтяным месторождениям, а потом, в случае удачи, идею газификации как новейший метод применить к эксплуатации вообще всех нефтяных месторождений. По мысли авторов, эта газификация нефти даст возможность добывать из нефтяного месторождения всю нефть нацело.

Опыты по осуществлению этой идеи в лабораторном масштабе, проведенные авторами в ГИНИ, дали блестящие результаты. Этим делом горячо заинтересовался г. Серго Орджоникидзе, который отпустил на постановку этих опытов в большом масштабе на промыслах нужные средства.

Сейчас этот опыт ставится в Майкопском районе, и уже бурятся опытные скважины, через которые будет зажигаться нефтяной пласт и получаться продукты его генерации. Положительные результаты этих опытов будут иметь революционное значение в области эксплуатации нефтяных месторождений и получат мировое значение.

Мало этого, термический метод даст возможность с выгодой эксплуатировать так называемые истощенные нефтяные пласты и получать из них нефть, которую нельзя извлечь из них никакими другими способами.

Все эти вопросы с достаточной полнотой освещены и разработаны в предлагаемой работе и должны вызвать у читателей повышенный интерес к вопросу о газификации нефтяных месторождений, положительное разрешение которого действительно омолодит наши старые нефтяные месторождения и позволит из них извлечь сотни миллионов тонн „остаточной“ нефти.

Акад. И. М. Губкин

Март 1934 г. Москва

ПРЕДИСЛОВИЕ АВТОРОВ

Основная цель данной работы—поставить в конкретной и практической форме вопрос об использовании так называемой „остаточной нефти“, содержащейся в заброшенных и непромышленных месторождениях, и дать решение этой задачи, кажущееся нам радикальным и технически целесообразным.

Из разбора принципиальной основы всех существующих первичных и вторичных методов добычи нефти совершенно ясно, что единственно правильный путь—это путь использования совершенно нового в технике нефтедобычи температурного фактора, роль которого не учтена ни в теоретических работах, ни в техническом применении, влияние которого можно было бы, однако, наблюдать, рассматривая явление миграции нефти из горизонта в горизонт или по пласту.

Наши предварительные теоретические предположения мы подвергли довольно продолжительной и обширной экспериментальной проверке в крупнолабораторном масштабе на моделях нефтяных пластов. Полученные результаты вполне благоприятны, и ознакомление с ними составляет вторую задачу данной работы.

В условиях проведенных нами опытов термический процесс в пласте (в основном генераторный процесс) показал свою исключительную эффективность, не могущую идти в сравнение ни с какими другими способами разделения твердой и жидкой компонент нефтеносной смеси

Процесс можно рассматривать как комплекс реакций от простого испарения легких фракций до глубоких форм разложения—крякинга, пиролиза и газификации. Однако следует отметить, что основным продуктом процесса, как показывают опыты, является жидкая нефть.

Это обстоятельство, подробно разобранные нами в тексте, выгодно отличает термический способ добычи нефти от подземной газификации каменного угля, с которым, с другой стороны, он имеет и некоторые общие черты, так как оба процесса являются процессами генераторными, на чем и основывается вся теоретическая часть программы.

Третьей задачей данной работы является ознакомление с разработанными нами мероприятиями по применению термического способа в природных условиях.

На данном этапе эти последние работы имеют также опытный характер, и с проведением их связана целая серия вопросов, не могущих быть разрешенными в лабораторных условиях.

Решение выйти в полевые условия было нами тщательно и многократно взвешено при участии целого ряда компетентных специалистов.

Мы не закрываем глаз на целый ряд трудностей, стоящих на пути успешного осуществления процесса, которые могут выявиться в ходе экспериментирования. Однако другого пути к выяснению всего комплекса вопросов мы не видим. Успешные работы по подземной газификации каменного угля дают нам больше уверенности в успехе наших работ, тем более что целый ряд факторов, затрудняющих подземную газификацию угля, у нас будет отсутствовать.

Приведенные нами в первых главах книги данные о нефте-содержании „истощенных“ пластов заставляют приложить всю энергию к тому, чтобы этот успех был достигнут.

Вопрос о старых „истощенных“, заброшенных и малопродуктивных пластах должен быть поставлен с не меньшей энергией.

Он становится нами в плоскости решения технической задачи нефтедобычи в месторождениях известных, разведанных, оборудованных и нефтеносных, вопреки утверждениям о затухании, отработанности и т. д. Эффективность при успехе, безусловно, вознаградит все усилия, потраченные на преодоление трудностей. Совершенно необходимым нужно считать привлечение внимания к данному вопросу как можно большего количества лучших по квалификации сил. Знаком читателя с рядом наших предварительных предположений и с результатами уже проведенных экспериментов, в дальнейшем последующие этапы работы мы предполагаем осветить со всей полнотой по мере накопления материала. В работе вместе с авторами участвуют инженеры: Н. А. Сорокин, М. М. Чарыгин, С. Л. Закс, К. Е. Зинченко, Б. Г. Коновалов, Е. Я. Старобинец и др.

Особое и исключительно плодотворное внимание проявлено к нашим работам зам. пред. Госплана т. Г. И. Ломовым и директором ГИНИ акад. И. М. Губкиным, помощью, советами и указаниями которых мы пользуемся на всем протяжении работы.

А. Б. Шейнман

К. К. Дубровой

Москва.

Март 1934 г.

Выпуск работы несколько задержался. За время, прошедшее с момента сдачи работы в печать, опыты в природных условиях в Майнефти, проект которых здесь изложен, проведены и дали благоприятные результаты. В ближайшее время описание этих опытов мы дадим в отдельной работе.

Москва.

Ноябрь 1934 г.

А. Ш.

К. Д.

ГЛАВА I

УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ

Необходимо в самом начале остановиться на рассмотрении условий залегания нефти в недрах земли как важнейшем факторе для поставленной нами проблемы. Этот фактор не только выдвигает проблему и необходимость ее разработки, но также обуславливает успех возможности осуществления предлагаемых мероприятий.

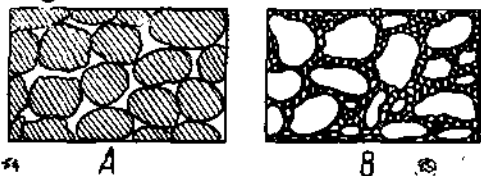
Залегание нефти отличается особенностью, характерной тем, что она „залегает в земной коре, заполняя пустоты горных пород, пропитывая эти породы, как вода губку, как, скажем еще картиннее, молоко пропитывает кашу“.

Эта особенность характерна в свою очередь тем обстоятельством, что все крупные и богатые нефтяные месторождения приурочены к осадочным породам, среди которых первую роль в этом отношении играют пески и рыхлые песчаники,

так что „из нефтяных песков и песчаников добывается около девяти десятых всей получаемой в мире нефти“¹.

И. М. Губкин, Гофер и др. приводят лишь несколько месторождений, где залежи нефти приурочены к изверженным породам, твердым и отчасти малопроницаемым. Пористость или наличие внутренних пустот в этих породах — осадочного происхождения, и их так называемое кластическое строение (т. е. плотное или неплотное соприкосновение мелких или крупных обломочных частиц) обуславливает в конечном счете проникновение в данный горизонт нефти, ее количество, последующие условия эксплуатации и, наконец, степень отбора.

Ряд современных методов подсчета запасов в нефтяных месторождениях базируется на коэффициентах: а) пористости, представляющем собой отношение объема пустот ко всему объему пород, и б) насыщения, являющемся отношением объема заполненных пустот к объему всех пустот.



Фиг. 1. (По Е. R. Lilley)

А — хорошо отсортированные осадки, имеющие высокую пористость; В — плохо отсортированные осадки с низкой пористостью

¹ И. М. Губкин, Учение о нефти.

Эти показатели с некоторыми вариантами даются многочисленными авторами на основании экспериментальных и теоретических исследований. Для песчаников, составленных из n уложенных сферических зерен, G. F. Vesker определяет пористость в 25,9%. Шлатер и Блюмер для рыхлых песчаников получили соответственно 47,5 и 50%. Очень близко к этим величинам подошел, исходя из своих магематических исследований, проф. Слехтер, получивший для пористости формулу

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos \varphi) \sqrt{1 + 2 \cos \varphi}}$$

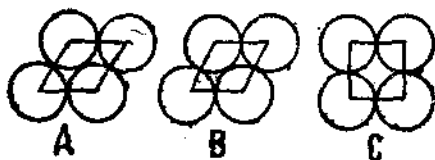
где φ — угол ромбоэдра.

При изменении угла φ от 60 до 90° пористость меняется от минимума до максимума и при $\varphi = 90^\circ$ принимает значение

$$m = 1 - \frac{\pi}{6} = 47,7\%.$$

При этом проф. Слехтер и другие авторы обращают внимание на то, что пористость зависит не от диаметра песчинок, а от расположения их между собой.

В практическом отношении, конечно, это далеко не так, и породы, сложенные различными по крупности зернами, являются также различными резервуарами нефти. Это обстоятельство, впрочем, не столь актуально для наших рассуждений в данном



Фиг. 2. (По E. R. Litley)

A — наиболее плотное расположение зерен; B — расположение зерен средней плотности; C — наименее плотное расположение зерен

случае: в разрезе нашей проблемы особо важным является известный нефтяникам фактор проницаемости нефтяных пластов, составляющий прямое по следствие его пористости и отличающий радикальным образом нефтяной пласт от залежи какого-либо другого полезного ископаемого, в том числе и каменного угля.

Этот фактор в достаточной степени хорошо изучен на практике и в теории и вполне

понятен тот интерес, который к нему проявляют нефтяники. Некоторую иллюстрацию проницаемости нефтяных пластов наших месторождений нам придется привести еще ниже. С фактором проницаемости инженер нефтяник сталкивается в различные моменты своей практики: при определении расстояния между скважинами, для правильного расчета планов заводнения и восстановления давления и для определения оптимального давления при нагнетании.

Проницаемость нефтяных песков позволяет жидкостям и газам проникать и перемещаться по пласту, подчиняясь гравитационному режиму, по законам гидростатики таким образом, что скорость движения, являясь функцией величины пор, приблизительно пропорциональна квадрату их величины.

По Сликтеру, площадь просветов, которая является живым сечением пласта, т. е. площадью, через которую происходит фильтрация, выражается формулой

$$n = 1 - \frac{\pi}{4 \sin^2 \varphi}$$

так же как и в случае с пористостью, при условии равенства диаметров всех песчинок, эта площадь от диаметра не зависит.

При $\varphi = 90^\circ$; $n = 21,5\%$.

ГЛАВА II

СТЕПЕНЬ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА

То многообразие, которое представляют по своему минералогическому и литологическому составу породы, заключающие нефть отдельных месторождений, определяет также многообразие и различие этих месторождений по насыщенности их нефтью и по их богатству.

Минеральные частицы, из которых слагаются нефтеносные пески и песчаники, представляют по своим размерам все переходы, начиная от мельчайших пылевидных частиц и кончая крупным гравием. В таком же диапазоне меняется насыщенность пластов нефтью, вплоть до того, что сверхмелкие и плотно сцементированные породы в силу своей плотности и малой проницаемости не могут служить коллекторами нефти или заключают ее в небольших количествах.

Однако не только это обстоятельство характеризует богатство нефтяной залежи: коэффициент насыщения является тем следующим фактором, который вместе с факторами пористости и проницаемости пластов определяет их нефтесодержание и влияет, в сопровождении с дополнительными факторами (давлением, температурными условиями и газосодержанием), на так называемую отдачу пласта.

В ряду различных отраслей добывающей промышленности трудно было бы указать аналогичный нефтяной промышленности случай относительно конечного эффекта эксплуатации залежей.

Параллельно с тем огромным вниманием, которое оказывается разработке вопроса о важности нефти в современной народнохозяйственной жизни, политике и т. д., мы наблюдаем вопиющий случай равнодушия к тому техническому "эффекту", которым сопровождается добывание нефти из нефтяных залежей. Нелишним будет остановиться несколько подробнее на этом эффекте, с которым мирится современная нефтедобывающая техника даже самых передовых в этом отношении стран.

При существующих методах эксплуатации нефтяных месторождений добыча содержащихся в недрах запасов не производится полностью. Колоссальные количества нефти, представляющие собой большую часть действительных запасов, остаются в недрах, и лишь меньшая часть поднимается на дневную поверхность или как фонтанная нефть или механическим способом:

глубокими насосами, эрлифтами, газлифтами и т. п. По данным целого ряда исследователей, эти неиспользованные запасы представляют собой огромную ценность и могут служить свидетельством недопустимого хищничества, каковыми являются даже самые передовые современные методы добычи нефти.

Для упрощения нашей задачи придется остановиться только на тех результатах, которые характеризуют добывание нефти в зависимости от факторов насыщения, пористости и проницаемости, являющихся элементами условий залегания нефти в недрах земли, опуская рассмотрение влияния других причин, например потерь от замедленной разработки, равномерного бурения и т. д., значительно преуменьшающих и эти результаты.

A. Beeby Thompson, принимая объем пористости нефтяных песков только в 10—15% (в действительности пористость для нефтяных песков в среднем вдвое больше), доказал, что только 10—20% имеющейся в породе нефти может быть извлечено с помощью нефтяных скважин, остальные 80—90% остаются из земли неизвлеченными¹.

Dorsey Hager вычисляет, принимая пористость в 13,5%, что при принятой им средней мощности пласта, заключающего всю нефть в 10 м, лишь мощность в 63,8 см является полностью освобожденной от нефти, остальная толща остается заполненной нефтью. Таким образом, добыча достигает еле-еле 8%.

De Chambrier на основании теоретических исследований и лабораторных экспериментов пришел к заключению, что максимум 15—20% от находящейся в пласте нефти можно получить при помощи буровых скважин, что и подтверждено полностью в Пешельбронне.

J. O. Lewies определяет, что только 10—12% можно добыть путем бурения².

„Если принять коэффициент пористости, — указывает акад. Губкин, — равным 25%, коэффициент насыщения — 75% и коэффициент извлечения — 70%, то получим

$$(0,25 \times 0,75 \times 0,70) = 0,13125 \approx 13,12\%$$

т. е. окончательно извлекается из пластов при этих данных несколько больше половины того количества нефти, которое содержится в промышленной части нефтяной залежи.

По другим данным, ее извлекается несколько больше. Геологическое учреждение США (Geological Survey USA), считает, что нефтеносные пески, штата Нью-Йорк после их выработки сохраняют еще около 30% первоначального содержания нефти.

Самое неблагоприятное определение относительно результатов эксплуатации при помощи буровых скважин дал в 1924 г. директор Газового и Нефтяного отделов геологической службы США Head, который в своем докладе на конгрессе нефтяников

¹A. Beeby Thompson, Oil Field development and petroleum mining, London, 1916.

²J. O. Lewies. Methods of increasing the recovery from oilsands. Bur. of mines Bull. 148, 1917, pp. 25—28.

в Tulsa сообщил, что на некоторых промыслах месторождения Rocky Mountains находится 175 млн. барр., а может быть, вдвое больше, и путем эксплуатации при помощи буровых скважин может быть извлечено только 7 млн. барр., т. е. едва 4%.

Все эти данные относятся только к так называемым „промышленным“ месторождениям. Известно большое количество месторождений, не получивших промышленного значения. И это не потому, что они содержат мало нефти: к „непромышленным“ отнесены те месторождения, которые благодаря свойствам пород, слагающих их пласты (мелкозернистость, содержание глины), не могут отдавать нефти, или нефтеотдача их незначительна при существующих способах добычи, что делало невыгодным капитальные затраты на их эксплуатацию. На самом деле эти месторождения содержат также значительные запасы нефти и по существу являются богатейшими резервами.

Наиболее ярко можно иллюстрировать положение с состоянием нефтеносных недр на основании данных, полученных на шахтных разработках нефти в Пешельбронне. Эти данные отличаются в выгодную сторону от приведенных нами выше тем, что они целиком соответствуют действительности, наблюдаемой инж. Шнейдерсом—руководителем шахтной добычи нефти—при производстве им этих работ. Вот что он говорит:

„Во время войны, когда в области снабжения нефтепродуктами Германия испытывала невероятные затруднения, германское военное ведомство делало отчаянные попытки обеспечить страну нефтепродуктами. По разработанному проекту была заложена шахта в Пешельбронне (в Эльзасе) на одном незначительном, совершенно заброшенном нефтяном месторождении, из которого скважинами уже в течение нескольких десятилетий выкачали всю нефть. Работы на шахте были авантюристически смелы и опасны, но результаты превосходили всякие ожидания. Шахта была доведена до 180 м. На глубине 150 м она достигла нефтяного пласта мощностью в 2,5 м. Я не стал слушать все предостережения и начал разработку этого бедного пласта при 153 м, поставив, таким образом, всех перд совершившимся фактом. Рассчитывая на более или менее удовлетворительный результат, я не предполагал значительного притока нефти. Мы прошли только несколько метров, и я был удивлен, а вместе со мной и весь мир: приток возрастал каждый день от 3 до 5, 10 и 15 м³. Я мог, понятно, только на некотором расстоянии от шахты приступить к разветвлению штреков, и как только на десяти штреках начали разработки — суточная добыча в среднем поднялась до 100 м³. Это достижение превзошло все наши ожидания. Доход шахты поднялся до сказочной величины. В 1917/18 г. было добыто из первой шахты 40 000 т нефти. Вследствии оказалось, что из действительно находящейся в нефтяном пласте нефти, эксплуатацией через буровые скважины в течение десяти-

летия было добыто только 17%, остальные же 83% остались в пласте¹.

Нет надобности дополнять приведенные нами данные, тем более что они относятся к наиболее достоверным и авторитетным источникам. Однако значительный разброс в показаниях различных авторитетов и громадная важность проблемы заставляют еще и еще раз поставить вопрос о необходимости ее разрешения. Со всей очевидностью следует, что современные заброшенные „истощенные“ нефтяные месторождения представляют собой исключительные по богатству объекты, достойные внимания значительных и лучших научных и технических сил. Мы вправе утверждать, что ближе к истине находятся цифры, которые с наименее выгодной стороны характеризуют достоинства современной нефтедобывающей техники. Мы находим этому подтверждение также в работах одного из крупнейших американских специалистов в области эксплуатации нефтяных месторождений — проф. Л. Юрена. В своей книге „Принципы дренирования“ он приводит указания о том, что для месторождения Bradford в Пенсильвании коэффициент отдачи определяется при обычных методах эксплуатации фонтанами и насосами в 12,5%, а для другого пенсильванского месторождения, которое эксплуатировалось 60 лет и притом часть времени под вакуумом, содержание нефти в колонках, полученных при алмазном бурении между скважинами, определялось в 90% от начального запаса; даже в наиболее проницаемых породах было найдено более 60%.

Таковы показатели несовершенства наших современных способов добычи, обращающие наше внимание на огромные потенциальные запасы, оставшиеся в недрах за многолетний период промышленной эксплуатации нефтяных месторождений.

Определение огромных количеств нефти, оставшихся в недрах вследствие указанных причин, составляет особую задачу. Эти количества исчисляются многими миллиардами тонн и представляют огромный, еще неиспользованный человечеством резерв нефтяных богатств. Резерв продолжает увеличиваться из года в год, поскольку методы эксплуатации в свете данной характеристики, по существу, мало меняются на протяжении многих лет.

„В нефтяной промышленности в настоящее время затрачиваются миллионы долларов на поиски новых месторождений, с тем чтобы в результате несовершенных методов эксплуатации взять из этих месторождений лишь пятую часть заключенной в них нефти“ — говорит проф. Л. Юрен.

ГЛАВА III

О СУЩЕСТВУЮЩИХ СПОСОБАХ ДОБЫЧИ

В 1859 г. скважинный способ эксплуатации нефтяных пластов пришел на смену старым колодезным методам добычи нефти.

¹ Шнейдерс. „Petr. Ztschr.“

Последующее широкое применение нефти и растущее ее значение в народнохозяйственной жизни, таким образом, революционизировали нефтедобычу и сделали скважинный способ единственным и доминирующим в современной технике этой отрасли промышленности. Совершенно ничтожное применение принципиально отличного шахтного способа определяет лишь теоретический его интерес.

Последующее развитие техники нефтедобывания свелось лишь к усовершенствованию оборудования скважин в их надземной и подземной частях, но отнюдь не коснулось задач интенсификации эксплуатации пласта в отношении преодоления условий, задерживающих в нем нефть. Существующие способы эксплуатации (фонтанный, глубокие насосы, эрлифты, газлифты) при всей их современной разработанности ни в какой степени не отвечают требованиям максимального извлечения нефти из пласта, на котором они применяются. Основным моментом, характеризующим производительность этих систем, является приток нефти к забою скважины, на которой установлен данный механизм, и дальнейший эффект варьирует только в пределах возможности аппарата откачать прит-кающую к забою нефть. Таким образом, работа на подъем составляет принципиальную особенность всех этих аппаратов.

При рассмотрении условий залегания нефти в пеще мы особо остановились на факторах пористости и проницаемости и их исключительном значении при эксплуатации нефти. К этим факторам, обуславливающим начальную производительность скважин и режим их за все время эксплуатации, как в качестве вытекающих, так и самостоятельных причин следует добавить: вязкость, поверхностное натяжение, прилипание, растворенный газ, трение в порах, действие сил тяжести, гидростатическое действие, температуру и давление, причем одни из них являются движущими силами, стимулирующими дренирование нефти из коллектора, а другие задерживают в нем нефть, чем и обуславливают затухающий характер эксплуатации, свидетельствуя якобы об истощении месторождения.

В одной из своих статей инж. Шнейдерс дал примечательную и картинную характеристику для самой скважинной системы, сравнив действие скважин с булавочным уколом.

Проф Геролд указывает, что о полной эксплуатации месторождения можно говорить только в том случае, если скважины расположены так, что их стенки непосредственно примыкают друг к другу. Тут нельзя не признать меткости этой характеристики в свете приведенных нами данных об остаточной нефти и некоторого анализа действия физических (гидравлических и гравитационных) закономерностей, с которыми связаны теория и практика современной нефтедобычи.

Растворенный газ является главной движущей силой, вытесняющей нефть из песка. В зависимости от качества газа и нефти насыщенность нефтегазовой смеси может быть различна, варьируя, помимо этого, в зависимости от давления и температуры пласта.

Нефтяники, занимающиеся эксплуатацией нефти, придают большое значение количеству и условиям содержания газа в нефтяных месторождениях. Их усилия при этом направлены в сторону сохранения газа и предупреждения его преждевременного и непроизводительного расхода, так как эффективность добычи нефти зависит от степени контроля и полноты использования этой природной движущей силы.

В гораздо менее благоприятных условиях находится другой движущий фактор — краевая вода при так называемом гидравлическом режиме месторождения. При некоторых условиях вообще трудно бывает утверждать о действительном воздействии этой силы. При наличии газового фактора действие гидростатического фактора распространяется лишь на незначительное расстояние от контура, причем преимущественное значение имеет первый. Вообще при ограниченной скорости продвижения контура (150 фут., 45,72 м, в год) действие этой силы весьма ограничено, причем совершенно исключены контроль и влияние на использование этого фактора в целях рационализации добычи.

Фактор дренирования нефти из коллектора, как и первые два фактора, под влиянием силы тяжести исключает возможность контроля и управления им и естественным образом ограничивает действительные потенциальные возможности пласта. Нетрудно, таким образом, усмотреть в трех указанных нами главных положительных факторах те органические противоречия, которые при известных условиях не только уменьшают положительный эффект их влияния, но и сводят их в конце концов к нулю.

Определяемые теоретически показатели значительных количеств нефти ($\sim 97\%$)¹, которая может быть получена вследствие расширения газа, практически не могут быть достигнуты в силу того, что не представляется возможным использовать целиком перепад давления от первоначального давления в пласте до конечного (атмосферного). Этот последний остается выше атмосферного.

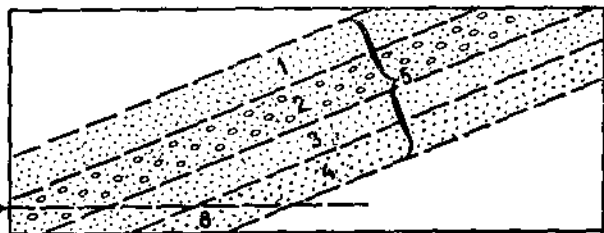
С другой стороны, пузырьки газа проникают через породы пласта быстрее, преодолевая на своем пути трение, которое для них совершенно незначительно и, во всяком случае, менее значительно, чем для частиц нефти, вследствие чего газ свободно продвигается сквозь нефть и через пористые отверстия пласта к забюю скважины, не производя полезной работы по подъему нефти.

Отрицательное и противоречивое воздействие подпирающей воды иллюстрируется на фиг. 3 и 4.

Вследствие неоднородности песков движение воды по пласту к забюю скважины не всегда сопровождается параллельным, впереди ее следующим продвижением нефтяного контура. Вода сравнительно легко прорывается к скважине, оттесняет нефть в участки с меньшей пористостью и становится, таким образом, превалирующим продуктом добычи. Отсюда ясно, что при этих условиях вода из положительного фактора, вытесняющего нефть

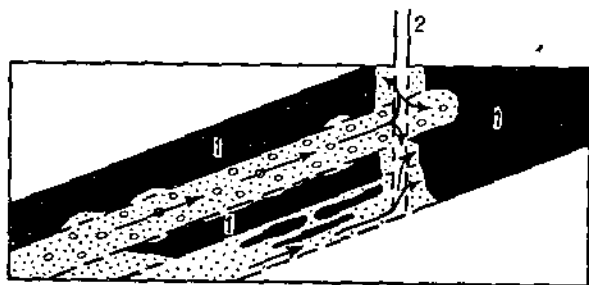
¹ Ю р е н. Принципы дренирования нефти из пластов.

из коллектора, переходит в свою противоположность и становится для нас фактором отрицательным. Из агентадвигающего она становится агентом изолирующим нефть от дренирования ее к забою скважины. Наконец, фактор дренирования под влиянием сил тяжести имеет также ограниченные возможности. Засоренность пор обломками пород, закупорка их отложениями парафина создают условия, снижающие частично эффект дренирования. Весь же эффект в целом лимитируется углом естественного откоса и зоной капиллярных сопротивлений.



Набросок, показывающий текстуру песка и первоначальное распределение нефти и воды

1 — песок; 2 — крупный песок; 3 — тонкий песок; 4 — средней крупности; 5 — нефть; 6 — вода; 7 — линия раздела нефти и воды



Фиг. 4. Набросок, показывающий, как жидкость продвигается вперед быстрее всего через грубые пески и как вода улавливает при этом нефть в тонких плотных песках. В песке среднего зерна (фиг. 3, 4) происходит неполное отделение нефти и воды. Стрелки указывают пути движения воды

1 — нефть; 2 — скважина

Мы видим, что при известных условиях влияние названных нами положительных факторов переходит в свою противоположность, они становятся естественными причинами, препятствующими полному извлечению нефти из пласта.

Преодоление этих отрицательных качеств ни в какой степени не лежит в принципиальной основе существующих систем нефтедобычи.

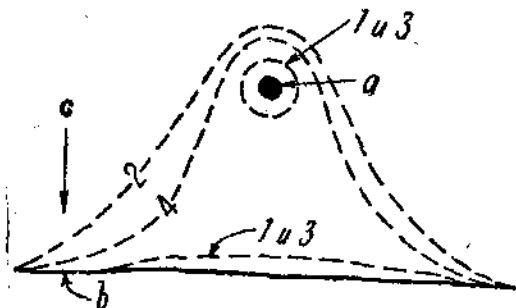
В равной или в еще большей степени не устранено влияние других серии физических факторов, действующих в нефтяном пласте, которые можно было бы назвать **РЕГИОНАЛЬНЫМИ**, как то:

капиллярность и прилипание, задерживающих большую часть остаточной нефти и препятствующих ее вытеканию из коллектора.

Недостаточный эффект газового фактора, гидростатического давления и дренажа также объясняется влиянием явлений капиллярности и прилипания.

Нет надобности останавливаться на более подробном освещении этих явлений. В непосредственной связи с вопросами извлечения нефти они в значительной степени тщательно изучены и описаны в трудах проф. Юрена, Геролда и др.

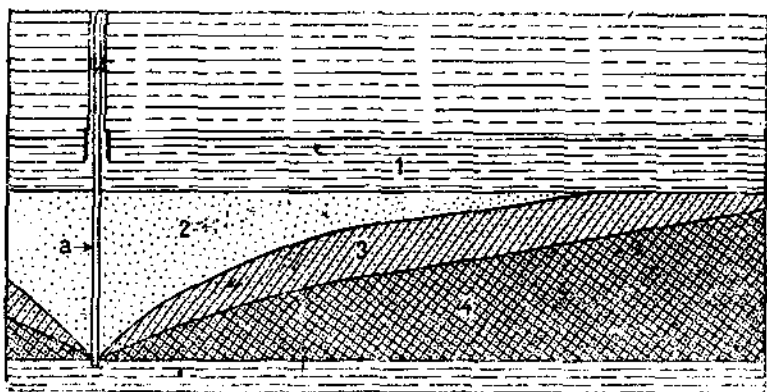
Необходимо констатировать, что сумма явлений 1) поверхностного натяжения, 2) внутреннего сцепления нефти, 3) молекулярного притяжения между нефтью и по-



Фиг. 5. Проекция в плане продвижения линии контакта нефти и воды в песках различной текстуры

a — скважина; *b* — начальная линия уреза воды; *c* — падение пластов

верхностью минеральных частиц, 4) трения нефти и газа о породы, слагающие стенки каналов, 5) внутреннего трения нефти,



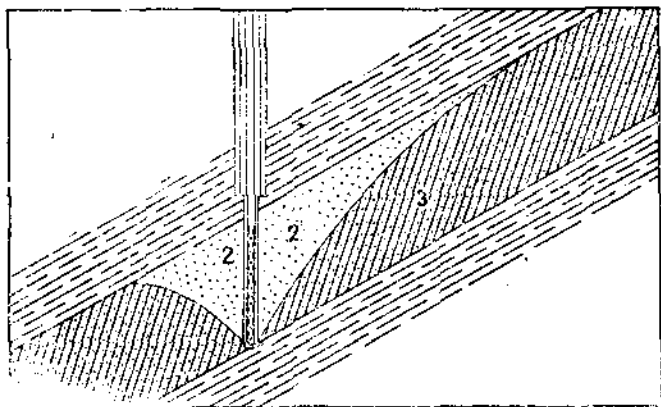
Фиг. 6. Схема дренажа нефти под действием силы тяжести; показана зона капиллярных сопротивлений, расположенных между насыщенным нефтяным песком и углом естественного откоса

1 — кровля; 2 — насыщенный нефтяной песок; 3 — зона капиллярных сопротивлений; 4 — дренажный песок; 5 — кровля нефтеносного песка

связанного с преодолением вязкости, 6) капиллярного всасывания мелкими отверстиями, через которые нефть должна проходить, составляет ту огромную задерживающую силу, которая в распоряжении природы оставляет основные нефтяные ресурсы.

Естественные движущие и выталкивающие силы, которыми мы в настоящее время в основном пользуемся, не являются достаточно эффективными. Энергия газового давления, гидростатический напор, вся сумма гидравлических и гравитационных явлений оказывают лишь только свое частичное воздействие. Техника надскважинного эксплуатационного устройства во всех формах нефтедобычи не прибавляет ни количественных, ни качественных добавочных видов энергии для повышения коэффициента нефтеотдачи. Эта техника в той или другой степени способствует только подъему продуктов (нефти, воды, газа) естественного дебита пласта.

Для того чтобы иллюстрировать эту мысль еще более, мы приведем выдержку из доклада проф. Юрена на съезде НИТО в Баку, где он явления прилипания характеризует как фактор, задерживающий нефть в пласте.



Фиг. 7. Схема дренирования, показывающая преимущественное направление дренирования по восстанию крутопадающего пласта

1 — скважина; 2 — дренированный песок; 3 — насыщенный песок

„Нефть, будучи приведена в соприкосновение с минералом, растекается по его поверхности до тех пор, пока не превратится в чрезвычайно тонкую пленку или пока не покроет всю свободную поверхность минерала.

В коллекторе, разумеется, каждая частичка поверхности минерала находится в соприкосновении с нефтью, и каждая песчинка является заключенной в облегающую ее пленку нефти. Если из коллектора в процессе эксплуатации взята вся нефть, поддающаяся свободному дренированию, и поры его освобождены от нефти до предела, допускаемого капиллярностью, то поверхность минеральных частиц все же будет влажная от нефти.

Эта обволакивающая пленка нефти очень устойчива, так как сила сцепления между молекулами нефти препятствует разрушению пленки. Нефть, задержанную таким образом

в пласте, не следует представлять себе исключительно в виде только внешней пленки, но скорее в виде тонкого слоя, в котором молекулы жидкости внедряются между молекулы минерала.

Скорее всего поверхность минералов имеет в действительности неплотную молекулярную структуру, что дает возможность жидкости легко проникать внутрь. Кварц, мрамор, полевой шпат и другие обычные породообразующие минералы легко окрашиваются нефтью, причем эта окраска не ограничивается только поверхностным слоем, но проникает на некоторое расстояние вглубь.

Песок, который был в соприкосновении с нефтью, оставляет ощущение жирного, несмотря на то что нефть с поверхности его полностью удалена растворителями; если затем привести его в соприкосновение с нефтью, он будет жадно ее притягивать. С другой стороны, он не может также легко напитаться водой.

Таким образом, внутренние поры минерала могут удерживать жидкость, хотя бы даже поверхность его была свободна от жидкости*.

Далее проф. Юрен иллюстрирует эти соображения описанием экспериментальной работы, сделанной им в этой области. По этим работам толщина удержанной пленки нефти определялась в интервале от 0,002 до 0,18 мм, порядок последней цифры он считает более соответствующим естественным условиям, а порядок первой цифры соответствует только лабораторным условиям.

Исходя из этих данных, нетрудно по удельному весу нефти, общей поверхности песчинок и т. д. исчислить суммарное количество остатков нефти. Проф. Юрен определяет от 0,07 (0,14 м³) до 0,38 барр. (0,078 м³) на 1 куб. ярд песка, причем высказывает сомнения, чтобы в естественных условиях после дренирования толщина пленки была минимальной.

„Надо полагать, — говорит он, — что обычно толщина пленки нефти, оставшейся в песке, будет больше той минимально возможной величины, которая была определена при опытах, и поэтому вследствие прилипания будет удерживаться значительно больший процент начального запаса нефти.“

ГЛАВА IV

ВТОРИЧНЫЕ СПОСОБЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Рассматривая существующие способы увеличения добычи нефти из пластов с точки зрения соответствия их задачам полного извлечения ресурсов, остановимся прежде всего на так называемом способе Мариэтта. Этим способом эксплуатируется в США с 1911 г. несколько тысяч скважин.

Способ Мариэтта — Смес — Дэнна имеет своей целью „омоложение“ тех нефтяных месторождений, где вследствие продол-

жесткости эксплуатации пласта газовое давление упало и не в состоянии двигать нефть к забою скважины (если вообще в данном случае этот фактор, а не гравитационный или гидравлический, являются доминирующими). По существу, способ можно считать некоторым продолжением газ- и эрлифтной добычи, с тем отличием, что задачей вдувания воздуха или газа в пласт является не непосредственный подъем нефти, а увеличение производительности скважин при эксплуатации их любым из методов (насосами и т. д.). Влиянию при этом подвергается весь пласт.

Применимость способа определяется рассмотренными нами факторами пористости и проницаемости пласта. Мы имеем некоторый результат опытов в направлении применения этого способа к нашим месторождениям в Грозном и Баку. Не останавливаясь на подробностях проведения этих опытов, отметим, что в основном они дали положительные результаты, указывающие на возможность применения этого процесса к промыслам Грозного и Баку, причем опробованы оба варианта: как в направлении накачивания воздуха, так и накачивания газа.

Повышение добычи безусловно происходит, на что указывает увеличение производительности скважин. Однако при всех этих обстоятельствах и в данном случае остается в силе основной недостаток эксплуатационной практики — неполное извлечение нефти. Имеющиеся данные не дают точной цифровой характеристики получаемого от способа эффекта. Совершенно ясно, однако, что этот эффект ни в коем случае не только не равен разности между 100% и теми цифрами, которые приводились нами выше в отношении коэффициента извлечения, но *имеется лишь незначительное, в размере нескольких процентов, увеличение коэффициента извлечения.*

Из опытов применения способа Мариэтта нас интересуют в большей степени хорошо наблюдаемые явления проникновения газа или воздуха в пласт и движения газа по пласту от одной скважины к другой, что имеет решающее значение для предлагаемых нами мероприятий и представляет для него по существу первичный экспериментальный материал. Приведем несколько примеров.

Воздух нагнетался компрессором „Ingersol Rand“ тип 10 размерами $16\frac{1}{2}'' \times 7\frac{1}{4}'' \times 14''$, производительностью около $11,2 \text{ м}^3/\text{мин}$. К нагнетанию было приступлено 30 января 1928 г. и продолжалось до 19 августа 1929 г. Давление 4,5—5,9 ат.

Скв. № 188 воздух проник. Появление обнаружено через месяц.

„ № 189	„	„
„ № 192	„	„
„ № 193	„	„
„ № 191 и 205	воздух проник даже в другой горизонт	

по трещинам. По анализам газов можно усмотреть, что воздух распространялся во всей полосе, охватив все скважины II горизонта (за исключением скв. № 197). *Отсюда следует, что воздух распространялся полосой и достигал наиболее удаленных скважин.*

Далее, опыты на промысле № 22 Ленинского района. Нагне-

тательная скв. № 70. Воздух проник в скв. №№ 73, 117, 118, и 197.

Сураханский опыт: компрессор „Ingersol Rand“ тип 10. Производительность 10 м³/мин. Давление в компрессоре 13 16,5 ат. Объем накачиваемого воздуха колебался в пределах от 10 000 до 7 800 м³. Газ проник в скв. №№ 78, 80, 81, 86, 87 и 95. В скв. № 254/22, на расстоянии 180 м от нагнетательной, воздух появился через 1 мес.

Приведенными данными не исчерпывается доказательство проницаемости нефтесодержащих пластов для газов, подаваемых в пласт под некоторым давлением.

Сообщение по пласту между скважинами обнаруживается иногда, как известно, также по прохождению глинистого раствора или цемента при тампонаже.

Из сураханских опытов экспериментаторами сделан вывод, что наилучший эффект в смысле движения воздуха или газа по пласту наблюдается для расстояний до 400 м. Наибольший радиус влияния достигает при этом 1 500 м. На радиус распространения оказывает влияние литологический состав пласта.

Практически, на основании произведенных опытов, грозненцы считают, что в зависимости от этих факторов средней суточной скоростью продвижения воздуха (газа) по пласту можно считать 6 м, и нам кажется возможным исходить из этих цифр при соответствующих расчетах.

Увеличение добычи из пласта с помощью водяного подпора нами уже освещено при разборе гидравлического фактора дренирования.

Создавая известные возможности для увеличения дебита „подпираемых“ скважин, этот способ влечет за собой затопление пласта, что лишь при частичном выталкивании нефти означает окончательную потерю хотя бы пленочной нефти, абсолютное количество которой, как мы видим, может быть очень велико.

Другое обстоятельство — скорость действия.

„В тонкозернистых нефтеносных песках месторождения в Пенсильвании для вытеснения нефти применяется искусственное заводнение, причем вода нагнетается под давлением 350 фунт/кв. дм. (24,6 кг/см²), скорость же поступления воды в среднем составит лишь 35 фут. (10,6 м) в год.“

Таким образом, технические трудности, медленность действия, а, главное, неизбежная и уже окончательная потеря значительных нефтяных ресурсов делают нас решительными противниками этого способа.

Наиболее радикальным является последний способ „вторичной разработки“ нефтяных месторождений — шахтный. В этом случае нефтяной песок, насыщенный нефтью (первичной или остаточной) („нефтяная руда“), извлекается из выработки наружу или к определенному месту под землей, и естественным вытеканием, а затем промывкой горячей водой из него извлекается заключенная в нем нефть.

Акту извлечения песка предшествует использование возмож-

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ФАКТОР

Сосредоточив необходимое внимание на актуальнейшей проблеме потери $\frac{2}{3}$ — $\frac{1}{3}$ (а может быть, и больше) мировых, заведомо известных, нефтяных ресурсов, открытых и технически подготовленных к использованию, мы, в процессе разбора основных принципов современной нефтедобычи, вплотную подошли к выводу о несовершенстве этих методов в силу тех противоречий, которые заложены в самой технике использования естественных физических явлений, характеризующих залежание нефти в пласте.

Совершенно естественно, что природные физические явления, каковыми являются пористость, проницаемость, капиллярные свойства пласта, поверхностное натяжение и прилипание, а также растворенный газ, гидростатическое давление и дренаж, под влиянием сил тяжести обуславливающие самый факт содержания нефти в пластовой среде, миграцию ее из одного горизонта в другой, так сказать переход из худших условий хранения в лучшие, не могут одновременно служить в полной мере факторами, выталкивающими нефть из пласта. Они органически при определенных условиях проявляют свои противоречивые, обратные задерживающие свойства. Кроме того, действуя на протяжении ряда геологических эпох, эти силы обуславливают известное движение нефти в пласте и миграцию ее из зоны образования в зону вторичного залежания, однако использование этих принципов в короткий промежуток эксплуатации не оказывается настолько эффективным, насколько оно должно было бы быть. Среди рассмотренных нами факторов отсутствовал фактор температуры.

Современная теоретическая в области эксплуатации нефти литература, отдавая должное гравитационным и гидравлическим закономерностям нефтепластовой механики, лишь частично затрагивает влияние температурного фактора.

В подходе к трактуемой нами проблеме констатация действия естественного температурного фактора имеет особый интерес. Нам представляется, что температура играет исключительную роль во всех явлениях естественной миграции нефти.

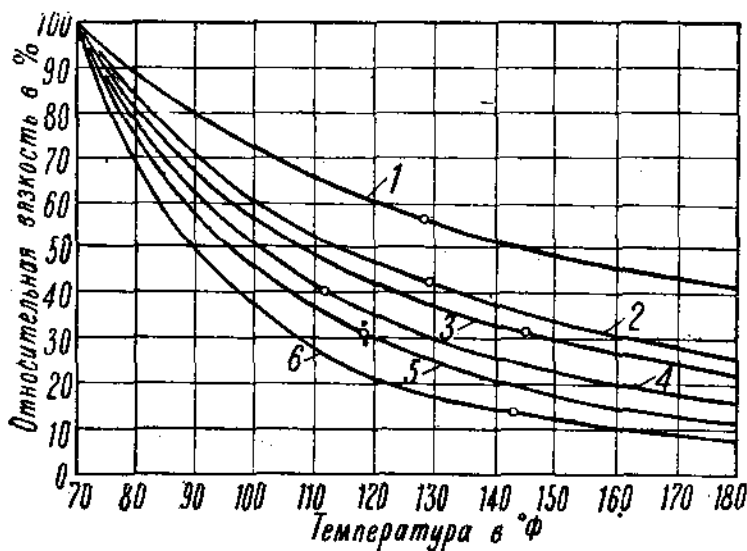
„Естественные условия движения (миграция) нефти по пласту создают условия, аналогичные для случая, получающегося при искусственном подогреве. Естественные условия рисуются так: . . . увеличение температуры по мере погружения пород в глубину влечет за собой расширение как породы, так и нефти и газа, в ней содержащихся. Вследствие большого коэффициента расширения у жидкости и у газов по сравнению с твердой породой первые должны вытесняться вверх в области с наименьшим уплотнением осадков

. . . С увеличением глубины, следовательно, и температуры жидкость может переходить в парообразное и газообразное состояние, вследствие чего возрастает значительно

давление в пластах, которое заставляет газ и нефть двигаться по линии наименьшего сопротивления.¹

Вязкость нефти, среди других физических факторов являющаяся одним из важных по своему влиянию на дренирование нефти из коллектора, претерпевает значительные и решающие изменения под влиянием температуры. Кривые по Юрену показывают, как уменьшается вязкость типичных нефтей под влиянием температуры, при которых они залегают в коллекторе.

Геотермический градиент возрастает на 1°C в среднем через каждые 33 м. В Баку он равен 30 м, в Грозном — 26 м и в Майкопе — 32 м. Интерполируя эти данные по кривой, видно, как изменяется вязкость по сравнению с вязкостью при нормальной температуре, а это в свою очередь уменьшает сопротивление трения при движении нефти через песок.



Фиг. 8. Уменьшение вязкости различных нефтей в связи с повышением температуры в глубоких пластах

Известный нам факт более значительной отдачи песков Грозненского месторождения по сравнению с другими месторождениями нетрудно объяснить в известной степени геотермическим градиентом месторождения.

Нам впервые приходится демонстрировать как результат наших опытов радикальное действие температуры на извлечение нефти из песков вплоть до их полного осушения.

Ни гидравлический, ни гравитационный факторы не обуславливают извлечения так называемой пленочной нефти. Устойчивость пленки, вызываемая силами сцепления между молекулами нефти, препятствуя разрушению пленки, оставляет, как мы уже

¹ И. М. Губкин. Учение о нефти.

указывали, значительную долю нефтяных запасов неизвлеченной даже при столь радикальном мероприятии, как промывание водой.

Наоборот, эффект температурного воздействия даже при сравнительно низких температурах влечет за собой полное разрушение пленки, уносимой затем при этом процессе потоками газов к забою эксплуатационной скважины. Отделение пленки с поверхности частиц породы и внутренних пор сопровождается исключительно полным освобождением породы от нефти, так что исчезает даже та легкая окраска, которая свидетельствовала бы о признаках жидкости, о которой говорит проф. Юрен.

Мы приходим к выводу об использовании температурного фактора в качестве фактора, выталкивающего нефть из пласта по направлению к скважинам и даже на дневную поверхность. Мы постараемся объяснить дальше, что только при наличии особых условий в виде высокой температуры вся нефть из пласта может быть извлечена. Однако естественных запасов пластовой теплоты недостаточно: генерация тепла должна быть произведена искусственным путем, к изложению чего мы и переходим.

Г Л А В А VI

ПЛАСТ КАК ГАЗОГЕНЕРАТОР

Нефтяные пласты, даже „истощенные“ предшествующей эксплуатацией, являющиеся сосредоточением огромного запаса нефти, т. е. горючего материала, насыщенного пористую среду песков, проницаемых для подаваемого в пласт воздуха (или газа) и распределенного по пласту в соответствии с условиями залегания заключающей эту нефть породы, могут рассматриваться как готовые газогенераторы для генерации тепла в таком количестве, которое создает необходимые температурные условия для испарения и превращения заключающейся в пласте нефти в газы и пары и в таком виде поднятия их на дневную поверхность для последующего использования по назначению.

Разработанный нами термический способ эксплуатации нефтяных месторождений имеет целью осуществить извлечение всего нефтяного запаса данного пласта полностью как в том случае, когда месторождение эксплуатируется впервые, так и после того как оно уже было подвергнуто эксплуатации фонтанными и механическими способами. Создание недостающего фактора — высокой температуры, который один может обеспечить извлечение всей нефти из пласта, после того как исчерпаны возможности всех остальных факторов, является основной задачей нашего метода. Ниже будет подробно описана техника осуществления этого способа в различных его вариантах. Применение высоких температур, да и вообще температур, создает в пласте условия для осуществления целого комплекса физико-термических явлений, которые могут характеризовать процесс.

Однако, по существу, мы будем иметь дело с своеобразным газогенераторным процессом, правда, в отдельных своих фазах отличающимся от простого газогенераторного процесса и прини-

мающим такие формы режима, что полное сравнение его с этим процессом является затруднительным. В основном, термический способ, включающий в свой комплекс сжигание, газификацию, испарение и другие термо-физические и химические явления, происходит как газогенераторный процесс (в части генерации тепла), и мы будем рассматривать его с этой исходной точки зрения. Сравнивая термический способ добычи нефти с проблемой газификации углей в практическом осуществлении, надо учесть следующие положения.

Проблема подземной газификации углей	Проблема термического способа добычи нефти
<p>1. Уголь залегает как сплошной массив в пластах</p> <p>Чтобы превратить пласт в газогенератор, необходимо провести большие подземные работы, строить шахту, спускаться вниз, провести сложнейшую, но обязательно необходимую основную операцию по разрыхлению угольного массива, — только тогда возможно проведение основного газогенераторного процесса.</p> <p>Разрыхление угольного массива требуется а) для создания потока воздуха сквозь пласт, необходимого для первоначального зажигания, б) создания условий для непрерывного удаления газов горения от места горения, иначе горение прекратится, и в) для непрерывного удаления образовавшихся при газификации горючих газов.</p> <p>2. Уголь — твердое вещество</p> <p>Уголь содержит в процентном отношении сравнительно небольшое количество водорода.</p> <p>При тех температурных условиях, на которые практически необходимо будет ориентироваться при газификации угля, отпадает возможность проведения процесса при сравнительно низких температурах, как-то: работ, связанных с полукоксованием, с получением первичных смол и получением обогащенного генераторного газа со значительным содержанием газообразных богатых углеводородов.</p>	<p>1. Нефть залегает в пористых породах, состоящих в девяти десятых случаев из песков</p> <p>Мощность отдельных нефтяных пластов различна и варьирует от 1—1,5 м до 30—50 м; в некоторых случаях она достигает 150 и даже 230 м. Американские геологи считают, в среднем, мощность нефтяных пластов в США в 10 м. Нефтяные пласты насыщены нефтью и газом.</p> <p>Нижняя часть пластов, в случае водного режима, насыщена водой. Для практического осуществления процесса термической эксплуатации важнейшим решающим моментом является проницаемость нефтяных пластов для газов.</p> <p>В этом отношении нефтяной пласт является готовым газогенератором, для которого отпадает необходимость проведения сложнейших подземных работ по разрыхлению пласта.</p> <p>При постоянном потоке свежего воздуха технически осуществимы условия, необходимые для генераторного процесса: а) зажигание, б) создание очага горения и в) непрерывное удаление образовавшихся горючих газов и паров нефти.</p> <p>2. Нефть — жидкое вещество</p> <p>При нагревании объем нефти увеличивается, вязкость уменьшается. Находящиеся в растворенном виде в нефти перманентные газы из нефти выделяются уже при сравнительно невысоких температурах.</p> <p>При повышении температуры сама нефть переходит в пар, и при 400° Ц можно считать, что 1 л жидкой нефти в паровой фазе увеличивает свой объем в триста раз. При еще более повышенной температуре происходит уже крекинг с сильным выделением нефтяных газов, а затем пиролиз нефти,</p>

Проблема подземной газификации углей

Кроме того, углерод, являясь твердым веществом, не известен в жидком или газообразном состоянии. Таким образом, единственно практически осуществимой возможностью при подземной газификации угля является превращение всего угольного пласта в газ СО и извлечение его на поверхность в сильно разбавленном виде вместе с газами горения CO_2 и азотом воздуха.

3. При соединении кислорода воздуха с углеродом образуется вначале (при более низких температурах) углекислота, которая при прохождении через сильно раскаленную зону угля при отнятии дополнительного углерода переходит в окись углерода, которая является самой существенной частью генераторного газа.

Основные реакции при образовании генераторного газа следующие: $\text{C} + \text{O}_2 = \text{CO}_2$ — первичная реакция при сравнительно низких температурах и $\text{CO}_2 + \text{C} = 2\text{CO}$ — при высоких температурах.

100 объемных единиц воздуха содержит 21 единицу O_2 . Эти 100 единиц воздуха дают 121 единицу генераторного газа с содержанием 42 единицы СО. Таким образом, генераторный газ содержит 34,7СО и 65,35 азота. Практически такого состава генера-

Проблема термического способа добычи нефти

и в конечной стадии полная газификация нефти с образованием богатых высококалорийных нефтяных газов. Процесс заканчивается выгоранием последних остатков кокса, находящегося в зоне горения, с образованием уже бедного генераторного газа. При этом необходимо также принять во внимание то обстоятельство, что подаваемый в зону горения холодный воздух, после его участия в процессе горения с образовавшимися газами горения и углекислотой, под влиянием высокой температуры, на каждые 273° увеличивает свой объем вдвое. При крекинге и при газификации, как это полностью подтверждается нашими экспериментальными работами по крекингу, образуется некоторое количество водяного пара, что со своей стороны дает тоже довольно значительное увеличение объема образовавшейся в нефтяном пласте смеси нефтяных паров и газов, газов горения и водяного пара при существующих в зоне газификации высоких температурах.

Вышеизложенное колоссальное объемное увеличение парообразных и газообразных продуктов под действием высокой температуры должно явиться мощнейшим „газовым фактором“ для вытеснения находящейся в нефтяных пластах жидкой нефти, так что необходимо предполагать об усилении притока даже *жидкой нефти* к отдельным эксплуатационным скважинам

3. При термическом способе добычи нефти совершенно нет необходимости работать при высоких температурах в 1200°C . Это обстоятельство может дать чрезвычайно важный эффект. Работая в основном при трехскважинной системе после совершения зажигания и создания очага горения в пласте, возможно, что основной дальнейший процесс будет происходить наподобие того процесса, который мы осуществляли в нашей парофазной генераторной крекинг-системе, где внутренний подогрев и реакция крекинга осуществляются при присутствии воздуха и при воздействии кислорода воздуха. При данной реакции достаточно удержат температуру пласта при $550-600^\circ\text{C}$, чтобы происходил основной процесс парофазного крекинга с образованием больших количеств легко кипящих

Проблема подземной газификации угля

торного газа достигнуть не удается. Как правило, содержание 26—28% CO в генераторном газе является весьма благоприятным.

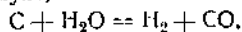
Чтобы достигнуть полного превращения CO₂ в CO, необходимо в зоне газификации поддерживать температуру минимум 1000° Ц. При более низких температурах большая часть CO₂ не превращается в CO. При температуре 450° Ц образование CO полностью прекращается. Отношения CO₂ к CO при разных температурах горения по Boudouard¹.

Таблица 1

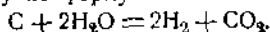
Градусы Цельсия	Проценты	
	CO ₂	CO
450	97,8	2,2
650	60,2	39,8
800	12,4	87,6
900	2,9	97,1
1000	0,9	99,1

При более низких температурах имеется опасность, что CO вовсе не будет образовываться, и будет получаться только CO₂, разбавленная азотом.

При температуре выше 1000° Ц водяной пар (в угле всегда имеется влага как гигроскопическая или как химически связанная вода) разлагается по формуле,



но при более низких температурах вода разлагается на водород и углекислоту по формуле



Практически абсолютно необходимо, чтобы температура в зоне реакции была по крайней мере 1200° Ц, чтобы а) основная реакция газификации проходила по формуле CO₂ + C + 2CO и чтобы б) значительная часть реакционного тепла генератора расходовалась на разложение больших количеств водяного пара, который при более низких температурах не дает больше CO, а дает CO₂, иначе в конечном счете получится влажный CO₂, являющийся невыгодным газом.

Проблема термического способа добычи нефти

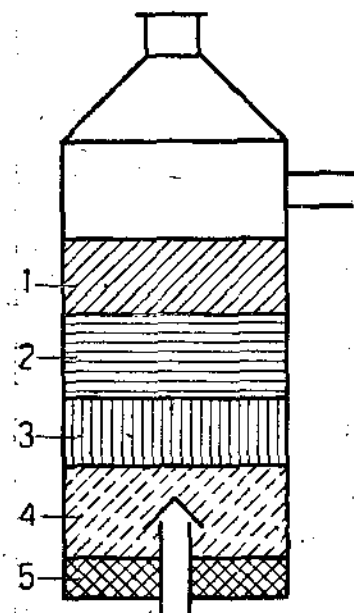
сильно ароматизированных углеводородных газов, доведя образование углеводородных газов до минимальных размеров без образования кокса в пласте, только с образованием сравнительно небольших количеств сажи, которая во время процесса используется как топливо и выжигается до CO₂ или превращается частично даже в CO. Присутствующие во время процесса нейтральные газы, азот воздуха и образовавшийся водяной пар понижают парциальное давление самых высококипящих жидких углеводородов, увлекают их вместе с потоком образовавшихся газов и паров и переносят насухо из нагретой зоны пласта всю находящуюся в ней нефть.

Таким образом, возможное ведение процесса подземного кракинга при сравнительно низких температурах не выше 500—550° Ц имеет то чрезвычайно важное преимущество, что могут получаться максимальные количества жидких и высокоценных углеводородов и сравнительно не чрезмерно большое количество нефтяных газов

¹ G. de Graaf, „Wirtschaftliche Verwertung der Brennstoffe“. (dipI. Jng.)

Возможность вести основной процесс при вышеуказанных сравнительно невысоких температурах 550—600° вместо 1200° для подземной газификации угля резко уменьшает необходимое для ведения процесса количество воздуха, с этим уменьшается мощность необходимых компрессоров, а также степень разбавления нефтяных газов продуктами горения.

Рассматривая генераторный процесс, мы различаем четыре основных зоны, которые, конечно, являются не резко ограниченными зонами, а переходят постепенно одна в другую, причем последней зоной 5 заканчиваются основные четыре зоны.



Фиг. 9. Зоны генераторного процесса

1 — зона высушивания; 2 — зона дегазации; 3 — зона газификации; 4 — зона дренирования; 5 — зона золы

В зоне высушивания происходит испарение гигроскопической воды. В зоне дегазации выделяются летучие составные части, испаряется химически связанная вода и одновременно происходит разложение битума на смолу и газ. Свободный кислород, который остался еще не израсходованным в предыдущей зоне, выгорит вместе с углеродом в этой зоне, главным образом, до CO_2 и H_2O .

В зоне газификации процесс происходит уже более интенсивно при более высоких температурах с образованием, главным образом, CO .

В этой же зоне разлагаются поднимающиеся через раскаленную зону газы углекислоты. В зоне горения выделяется необходимое для ведения генераторного процесса реакционное тепло, которое получается благодаря высокой температуре горения от реакции горения углерода до CO . Образовавшаяся в зоне горения высокая температура снизу вверх постепенно уменьшается, потому что происходящие в остальных зонах все процессы связаны с поглощением тепла.

При нашем термическом процессе в нефтяном пласте мы имеем условия, резко отличающиеся от основного газогенераторного процесса.

Реакционная зона в генераторе ограничена обмуровкой и закрытым корпусом генератора. В нашем случае горения в нефтяном пласте мы не имеем дела с резко ограниченной и пространственно закрытой системой, и очаг газогенератора создается и распространяется по определенным закономерностям движения газов и термическим. Это движение газов происходит по линии наименьшего сопротивления между скважинами. Изучение этих закономерностей является одной из наших задач.

В генераторе топливо по мере израсходования постоянно дополняется свежими порциями, поэтому во время процесса

образовавшиеся в генераторе стабильные зоны не меняют своих мест. В нефтяном пласте, по мере израсходования и испарения нефти, соответствующие зоны не остаются локально стабильными, а перемещаются. Дополнение свежей нефтью до определенных пределов нагретой зоны может происходить путем притекания жидкой нефти или вытесненных из окружающей среды нефтяных паров и газов.

Как увидим из дальнейшего, имеются и другие видоизменения газогенераторного процесса.

При термическом способе эксплуатации мы можем различать в области действия процесса следующие основные зоны:

1. Зона дегазации (зона высушивания совершенно отсутствует). Под действием проходящих через зону нейтральных, но не сильно нагретых газов горения парциальное давление легкокипящих углеводородов понижается и последние увлекаются потоком этих газов. Начинается выделение растворенных в нефти углеводородных газов (в той же зоне и в этой же стадии можно ожидать явление усиленного притока нефти к скважине).

2. Зона перегонки.

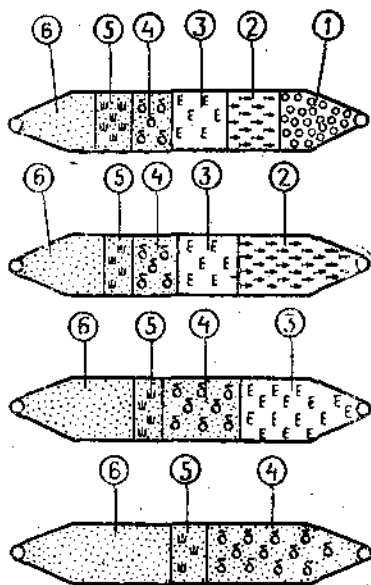
3. Зона крэкинга и пиролиза.

4. Зона газификации.

5. Зона горения (зона выгорания).

6. Израсходованная (уже выгоревшая) зона.

Эти зоны, по мере израсходования нефти и по мере углубления процесса, не остаются стабильными и функционально и последовательно преобразуются и переходят пространственно одна в другую, как изображено на фиг. 10.



Фиг. 10

1 — зона дегазации (усиленный приток нефти); 2 — зона перегонки; 3 — зона крэкинга и пиролиза; 4 — зона газификации; 5 — зона горения (зона выгорания); 6 — израсходованная (уже выгоревшая) зона

ГЛАВА VII

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОЦЕССА

Для практического осуществления подземного термического процесса эксплуатации нефтяных пластов актуальными являются следующие проблемы: 1) проблема зажигания пласта; 2) проблема создания очага горения в зажженном пласте; 3) проблема „трехскважинной системы“; 4) проблема построения эксплуатационной системы на основе „трехскважинной системы“.

1. Проблема зажигания пласта

В качестве исходного положения принимаем то обстоятельство, что в конце нагнетательной скважины, где последняя непосредственно входит в насыщенный нефтяной пласт, обеспечено непрерывное поступление потока свежего воздуха и непрерывное удаление образовавшихся газов горения.

При этих условиях возможны следующие способы зажигания:

Электрические способы: а) электрические свечи на конце скважины зажигают взрывчатую смесь из газов и воздуха; б) электрические нагревательные приборы, как например сильно раскаленные спирали, зажигают легко воспламеняющиеся составы.

Зажигание высокотемпературным воздухом. Для зажигания подается в пласт перегретый не выше $500-600^{\circ}\text{C}$ воздух, может быть, даже обогащенный несколькими баллонами кислорода, и без особых зажигательных приспособлений легко воспламеняющаяся смесь загорается. Нагревание воздуха может быть осуществлено небольшим примитивным „каупером“, где кирпичная насадка предварительно раскаливается.

Химические способы зажигания. Вероятно, как самые эффективные и просто осуществимые способы могут применяться разные самовоспламеняющиеся вещества: кальций, фосфор в растворе сероуглерода, смеси терпентинного масла и натрия. Эти смеси легко воспламеняются даже при обыкновенной температуре при потоке свежего воздуха. Для повышения температуры при горении можно прибавлять алюминотермические смеси из алюминия и магния с окислами металлов. Эти зажигательные смеси обладают очень хорошим действием, так как они совсем не образуют или дают очень мало газов и поэтому сгорают с незначительной потерей тепла. Эти зажигательные составы можно внести в древесный уголь и создать из него пористый снаряд, способный пропускать сквозь себя воздух и воспламеняться под действием потока свежего воздуха.

Древесный уголь сам по себе может также являться зажигательным средством. Он прост в употреблении, дешев и вполне обеспечивает надежность зажигания пласта. Перед употреблением он особыми патронами, в количестве, зависящем от глубины скважины, загружается в нее и сверху разжигается при помощи одного раскаленного докрасна патрона. Дальнейший приток воздуха способствует зажиганию всего снаряда и передаче от него горения нефтяному пласту.

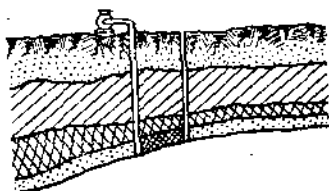
2. Проблема создания очага горения в зажженном пласте

Чтобы создать совершенно устойчивый очаг горения в зажженном пласте, необходимо совсем близко к нагнетательной скважине заложить специальную вспомогательную скважину. Благодаря такому незначительному, не больше 6—8 м расстоянию является возможность не создавать большого сопротивления для нагнетания, не насыщать пласт непроизводительно до зажигания большим количеством воздуха и как можно энергичнее

развить сильнейший огонь у забоя зажигательной скважины. Эта скважина во время зажигания пласта остается открытой. По газовым анализам, на содержание углекислоты и свободного кислорода в выходящих из зажигательной скважины газах (а в дальнейшем и по температуре этих газов) можно будет судить об успешном зажигании и развитии очага горения в нефтяном пласте.

Создание очага горения обязательно необходимо для устойчивости процесса, главным образом, в начальной стадии, для создания самой генераторной зоны.

Высокораскаленная и уже в основном выжженная порода в очаге между нагнетательной и зажигательной скважинами может служить надежным регенератором-каупером для нагревания поступающего в пласт свежего воздуха.



Фиг. 11. Зажигание

3. Проблема „трехскважинной системы“

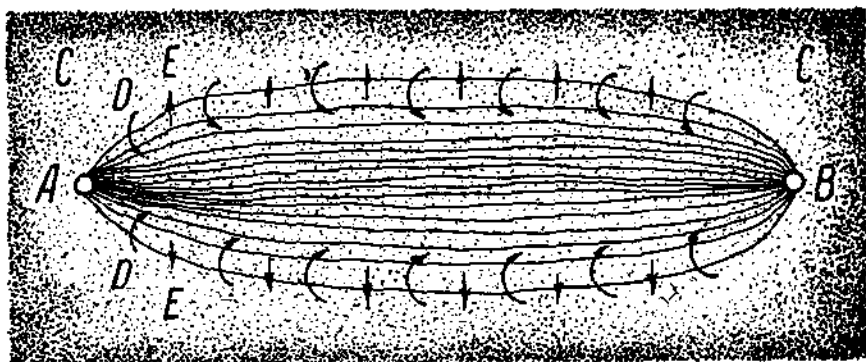
Каким образом будет разворачиваться процесс в зажженном нефтеносном пласте во всех своих деталях — нам еще неизвестно, но мы должны установить эти закономерности последующими экспериментальными работами. Кроме того, многое зависит в этом отношении от самого строения нефтеносного пласта. Некоторые основные закономерности мы уже можем установить. Предположим, что подлежащий эксплуатации участок пласта является совершенно гомогенным, насыщен равномерно нефтью, без водяного режима, без сбросов и т. д.

Предположим далее, что имеются две скважины: *A* — нагнетательная и *B* — эксплуатационная. Расстояние между ними не должно быть больше 25—35 м, чтобы не было необходимости применять слишком высокое давление для нагнетаемого в пласт воздуха.

Нагнетаемый через пласт воздух вначале несколько насыщает пласт, и в нем до некоторой степени может повышаться контрдавление, но очень скоро нагнетаемый в пласте воздух вследствие небольшого расстояния между двумя скважинами найдет себе путь в скважину *B*, через которую и выйдет наружу. Путь, проделываемый нагнетаемым воздухом в гомогенном пласте от скважины *A* до *B*, может быть только один, — это путь наименьшего сопротивления и в данной гомогенной среде по прямой линии между скважинами *A* и *B*. Так как в зажженном пласте воздух в основной своей массе проходит по пути прямолинейного соединения между скважинами *A* и *B*, то эта линия является осью пространственной фигуры образовавшегося очага газификации в нефтяном пласте. Линия наименьшего сопротивления определяет путь 1) проходящего воздуха, 2) образовавшихся газов горения, 3) всех паров и газообразных продуктов, получающихся при термолпроцессе, и распространение высоконагретой зоны очага газификации. Пространственной формой очага газификации может быть только тело вращения опреде-

ленной формы, ось которого составляет прямая линия, соединяющая скважины *A* и *B*. Так как очаг процесса радиально окружен все меньше и меньше затронутой средой, получается, что температура в самом очаге горения радиально к осевой линии должна все больше и больше возрастать и, наоборот, радиально от осевой линии очага горения все более и более понижаться.

Нельзя предполагать, что процесс прекращается в генераторной зоне с израсходованием находящихся в ней нефтяных запасов, наоборот, радиальное распространение зоны повышенной температуры от очага процесса все сильнее начинает нагревать находящуюся в окружающей среде нефть, уменьшает вязкость жидкой нефти и влияет на выделение находящихся в ней растворенных газов. В дальнейшем происходит испарение жидкой нефти со значительным объемным увеличением. Все эти факторы сильнейшим



Фиг. 12

A — нагнетательная скважина; *B* — эксплуатационная скважина; *C* — окружающая среда; *D* — направление дополнительно поступающих жидких и парообразных запасов нефти из окружающей среды; *E* — направление расширения зоны повышенной температуры

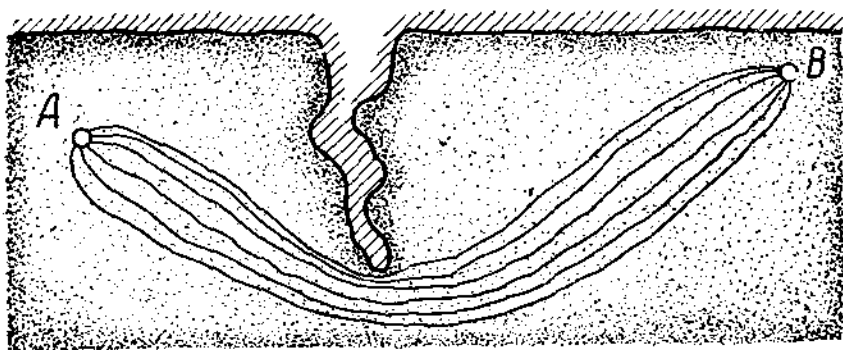
образом действуют на вытеснение находящихся в окружающей среде запасов жидкой и парообразной нефти, но уже в обратном направлении, т. е. в направлении к центру генераторной зоны. Таким образом, одновременно с израсходованием находящихся в генераторной зоне запасов нефти происходит постоянное пополнение за счет жидких и парообразных нефтяных запасов окружающей среды, которые подвергаются действию высокой температуры в генераторной зоне, присоединяются к основному потоку газов и продвигаются в направлении к эксплуатационной скважине. Одновременно происходит и радиальное расширение зоны повышенной температуры вокруг основной генераторной зоны, а вместе с этим и радиальное расширение ее (фиг. 12).

4. Проблема построения эксплуатационной системы на основе «трехскважинной системы»

Рассмотренный выше случай образования подземной генераторной зоны относится только к тем случаям, когда данный

участок нефтеносного пласта является по своему составу гомогенным, и геологическое строение пласта сбросами не нарушено. Конечно, пласты могут быть и по своему составу и по своему геологическому строению самые разнообразные, но даже в этих случаях основной закон, определяющий образование генераторной зоны, остается полностью в силе: *между двумя скважинами основной газовый поток в нефтеносном пласте проходит по пути наименьшего сопротивления*. По пути газового потока образуются и основная генераторная зона и зона высоких температур.

В негетогенном и по своему геологическому строению нарушенном пласте генераторная зона между двумя скважинами распространяется не в прямолинейном направлении, и по своей пространственной форме не соответствует телу вращения (фиг. 13).



Фиг. 13. Зона потока (предположительно)

На основании вышеизложенного подземный термический процесс практически осуществим на основе „трехскважинной“ системы, состоящей из: а) нагнетательной, б) вспомогательной (промежуточной) и в) эксплуатационной скважин. Функциональное назначение каждого из отдельных элементов мы уже рассматривали. В целом „трехскважинная система“ является исходной схемой и основной единицей при построении более развитых эксплуатационных систем.

Г Л А В А VIII

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМИЧЕСКОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ

Применение термического способа добычи нефти путем „разгонки“ нефтяных песков открывает значительные возможности в своем основном направлении, на котором мы в первую очередь сосредоточили наше внимание, а именно добычи нефти путем „разгонки“ нефтяного песка *под землей*.

С другой стороны представляет не только теоретический интерес осуществление варианта *надземного* газогенераторного процесса для „разгонки“ при соответствующем режиме нефтяных

песков, выданных на поверхность или искусственным способом (штольни, карьеры) или при выбросах из сильно фонтанирующих скважин. Рассмотрение некоторых принципиальных сторон процесса в надземных нефтепесчаных генераторах является полезным также для выяснения основных моментов режима подземного генераторного процесса.

Таким образом, в применении термического способа добычи нефти намечаются следующие направления:

1. Надземный генераторный процесс для „разгонки“ нефтяных песков, выданных на поверхность.

2. Подземный генераторный процесс: а) с движущимся очагом, б) с неподвижным постоянным очагом и в) с выносной топкой.

ГЛАВА IX

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМИЧЕСКОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ ПУТЕМ РАЗГОНКИ НЕФТЯНЫХ ПЕСКОВ В НАДЗЕМНЫХ ГЕНЕРАТОРАХ

Этот процесс предполагает наличие на дневной поверхности значительных запасов содержащих нефть песков, выданных на поверхность или путем разработки месторождения горным способом (карьеры и т. д.) или выброшенных из скважин при сильном фонтанировании (например фонтан Лок-Батана).

Пример обработки выданных на поверхность песков мы имеем в Пешельбронне. Там с глубины 150 м (!) путем горных выработок были добыты и подняты на поверхность значительные количества нефтяных песков. Пески эти были сложены в штабели и подвергнуты „естественному дренажу“ на солнце со сбором вытекающей нефти при помощи особо устроенных каналов. Нефть получалась в совершенно незначительных количествах. Как дальнейшее развитие этих попыток, были построены экстракционные заводы довольно большой мощности для выщелачивания песков. После окончания войны мы не имеем никаких сведений о дальнейшей судьбе этих заводов. Все эти работы имели целью извлечение всей нефти, находящейся в породе. Специалисты Пешельбронна никак не могли примириться с тем положением, что больше 50% нефти, находящейся в породе, безнадежно пропадает и не поддается извлечению никакими способами подземного естественного дренажа, каким по существу является пешельброннский шахтный способ добычи.

В поисках радикального решения вопроса применили экстракцию. Мы полагаем, что термический способ „разгонки“ был бы более решительным и радикальным мероприятием.

По свидетельству грозненских специалистов, связанных с работами в грозненской штольне, содержание нефти в 1 м³ песка достигает 260 л. Получение из этих песков нефти путем дренажа является безнадежным делом. Здесь при совсем неглубоком залегании и мощности пласта в 15—20 м возможна открытая выработка песков и, в крайнем случае, выработка штольнями. Известно, что отдельные нефтяные пласты в Грозном, Баку и Майкопе,

имеющие мощность 15—20 м и больше, прямо выходят на поверхность или залегают буквально в нескольких метрах, распространяясь на много сотен гектаров. Нетрудно подсчитать суммарное количество нефти, содержащейся хотя бы на участке в 100 га, если принять среднюю мощность пласта в 20 м. Тогда при насыщенности в 0,260 м³ нефти на 1 м³ песка имеем:

$$10\,000 \times 20 \times 0,26 \times 100 \approx 5\,000\,000 \text{ т.}$$

Уже не раз упоминавшийся инж. Шнейдерс в нижеследующей цитате дает описание аналогичного нефтяного месторождения в Канаде.

„Чтобы на примере показать значение рудничной разработки, говорит он,—укажем еще раз на Atabaska-пески в Alberta в Канаде. Эти пески, пожалуй, являются крупнейшим на земном шаре выходом месторождения нефти на дневную поверхность (ст. Blümer—Die Erdöllagerstätten Stuttgart). Нефтяной песок тянется по обоим берегам р. Atabaska на 150—200 км. Мощность его достигает 30—60 м и почти вся насыщена нефтью. Залегание пласта совершенно пологое и ненарушенное; площадь, занятая нефтяным песком, установлена не менее чем в 25 000 км², но, возможно, достигает 50 000 км², т. е. больше Швейцарии.

Песок содержит 12—15% по объему битумов, и при нагревании 1 т песка получается 0,5—1 гл нефти удельного веса 0,9. В этой колоссальной нефтеносной области, таким образом, содержится 500 000 млн. гл. Это, примерно, соответствует четырехсоткратной современной мировой добыче нефти. Многочисленные пробуренные в этой области скважины до сих пор ничего не дали, потому что содержание и консистенция нефти не обеспечивают притекание ее к забою скважины. Лишь „подземный способ добычи, а именно выдача нефтеносного песка на поверхность с последующим обогащением его может передать эти запасы на пользу человечеству“.

Беглое, но принципиальное сравнение с добычей и переработкой других видов топлива заставляет нас обратить серьезное внимание на возможность термического способа добычи нефти из нефтеносных песков.

В СССР в широких масштабах ведется добыча торфа, бурых углей и сланцев. Торф и бурые угли пока применяются, главным образом, непосредственно как топливо, сланцы же перегоняются для получения смолы.

Проведем сравнение в отдельности по всем перечисленным видам топлива.

1. Для добычи торфа требуются большие предварительные дренажные работы по осушению болот, канализации, строительству путей, налаживанию транспорта. Небольшие торфоразработки со средней механизацией на осушенных участках требуют (по немецким данным Бартеля) при добыче в сутки 27—36 т воздушно-сухого торфа работы 15-18-сильного локомотива,

транспорта до элеватора и до площадки, где происходит сушка и т. д.; необходимая рабочая сила при этом составляет 15—18 человек. Торф в осушенных уже площадях добывается с содержанием, в среднем, 85% воды и высушивается в течение 2 недель при солнечной погоде до содержания воды в 50%. После сушки в течение 100 дней можно довести содержание влаги в воздушно-сухом торфе до 30%. Калорийность на 1 кг такого воздушно-сухого торфа равна 2800—3800 кал, а для менее сухого торфа—2000—2800 кал. Таким образом, добыча и подготовка торфа до состояния, годного для использования его в качестве котельного топлива, распадается на следующие операции: а) подготовительные работы для осушения болота и снятия неценного верхнего покрова; б) добыча с помощью багеров; в) перемещение и прессовка с помощью торфяных машин; г) подача и распределение торфяных кирпичей на сушильные площадки; д) сушка; е) транспорт до штабеля.

При этом следует иметь в виду, что добываемый торф, как уже было указано, содержит 85% влаги и, следовательно, для получения 1 т воздушно-сухого торфа всем этим операциям подвергается около 5 т свежего торфа.

2. При добыче бурых углей весьма неблагоприятными факторами являются высокая зольность и высокая влажность свежедобытых углей. В некоторых бурых углях содержание воды доходит до 50—60% и даже выше. Таким образом, о непосредственном использовании свежедобытых бурых углей в качестве топлива не может быть и речи. Нижеследующая табл. 2 дает некоторое представление о составе разных сортов бурых углей¹.

Таблица 2

Сорт угля	Вода	Зола	Горючая часть			Теплотворная способность, кг-кал
			углерод	летучие вещества	сумма	
в процентах						
Саксонский бурый уголь	42—56	2—10	11—21	27—30	38—51	2 200—3 200
Бурый уголь „лаузитц“	46—58	2—7	19—29	21—24	40—53	2 000—2 700
Рейнский бурый уголь	52—60	2—4	18—23	20—27	38—50	2 100—2 400
Саксонский брикет . . .	11—18	7—11	32—39	42—45	74—81	4 500—5 800
Рейнский брикет	13—17	4—6	37—40	40—43	77—83	4 600—5 200
Чешский уголь	18—36	2—8	32—35	33—40	65—75	4 000—5 600

Высушивание бурых углей происходит тоже на воздухе после предварительного измельчения на дробилках, сортирования через сита и формовки на специальных прессах. Спрессованные куски бурого угля с первоначальным содержанием влаги в 65% высушиваются на воздухе в течение 2—3 недель до содержания воды в 25%. Имеются попытки применить искусственную сушку.

¹ Bartel Torf als Kesselfeuerung. Berlin, 1913.

с-помощью отходящих топочных газов; сушка с применением пара требовала бы расхода топлива не менее 50% от добытых бурых углей.

Подготовка бурых углей для брикетирования требует доведения влажности воздушно-сухого бурого угля от 25 до 12—15%. Для этого почти всегда применяется сушка с помощью пара. Требуются огромные поверхности нагрева в 120—130 м² для 1 т бурого угля в час. Вообще с точки зрения теплотехники брикетные заводы для переработки бурых углей не представляют собой ни в какой мере утешительной картины. Таким образом, добыча, подготовка и обогащение бурых углей требуют проведения следующих операций: а) снятия верхнего покрова с-помощью багеров. (В Германии, чтобы обеспечить возможность открытой разработки, снимают покров мощностью 45 м и даже больше; б) добычи бурых углей открытыми выработками с-помощью багеров; в) транспорта свежего угля для переработки; г) сортировки, дробления, прессования; д) воздушной сушки под навесом и е) паровой сушки и брикетирования.

3. Для сопоставления процесса „разгонки“ нефтяных песков в генераторе самую близкую аналогию можно провести с переработкой битуминозных сланцев, хотя и в этом случае имеются исключительно большие расхождения.

Переработка битуминозных сланцев получила исключительное развитие в Шотландии уже давно и, несмотря на сильнейшую конкуренцию со стороны высокоразвитой нефтяной промышленности, шотландская сланцевая промышленность является еще рентабельной. В некоторых странах, как, например, в Эстонии, даже в США переработка сланцев развивается.

Битуминозные сланцы добываются горнорудным способом. Сланцы представляют собой твердую породу, которая довольно трудно поддается раздроблению. Хорошие шотландские сланцы содержат даже 24% смол, но, в среднем, содержание последних в этих сланцах не больше 8—13%, и, кроме того, сланцы содержат еще 12—15% углерода-кокса. Этот кокс, конечно, как отбросный продукт содержал бы даже в самом благоприятном случае так много золы, что никакой ценности не имел бы. Полученные при переработке горючие газы почти целиком расходуются для ведения процесса, поэтому самой главной, если не единственной задачей при переработке сланцев является получение, по возможности, наибольших количеств смол. С технологической точки зрения является важным фактом то обстоятельство, что смола находится в сланцах не в преформированном готовом виде, как смола, а как своеобразно связанное с породой органическое вещество. Даже из размельченного до тонкого порошка сланца никакими растворителями невозможно извлечь хотя бы незначительное количество смолы, и получение ее возможно только при применении сравнительно высоких температур при „деструктивной разгонке“. Необходимость применения высоких температур является неблагоприятным технологическим моментом, окончательно определяющим характер и режим процесса. Если бы смола находилась в преформированном виде в сланце,

тогда чрезвычайно легко, с минимальной затратой теплоты, удалось бы провести разгонку при сравнительно низких температурах, при которых газы совершенно не образовывались бы или образовывались бы только в самом незначительном количестве. Но так как для разрушения той связи, с которой углеводороды своеобразно сцепляются с основной породой сланцев, требуется применение высоких температур, значительная часть смол распадается и превращается в газ.

Оформление основной аппаратуры произведено соответственно неблагоприятным технологическим условиям ведения процесса. Перегонка сланцев является периодическим процессом, периодически совершается загрузка раздробленного сланца, и после окончания швелования периодическая же выгрузка пустой породы. Процесс сухой дестилляции сланцев происходит до сих пор почти исключительно в ретортах с наружным нагревом, и только в самое последнее время имеется стремление к применению тоннельных печей с таким же нагревом. Реторты современных сланцепергонных установок строятся вертикальные, нижняя часть из шамота, верхняя—чугунная. Нагреваются реторты газом, получающимся во время процесса. Для достижения наилучших выходов смол процесс необходимо вести, по возможности, без разложения, что трудно осуществимо при необходимости применять высокие температуры, при наружном нагреве через стены шамотных реторт и при плохой теплопроводности нагреваемой породы. Поэтому поверхность нагрева должна быть как можно больше по отношению к внутреннему сечению реторт. Только при этих условиях возможно избежать необходимости сильного перегрева стен реторт и изменения до возможного предела степени разложения смол на газ и кокс, причем образовавшиеся при швеловании пары смол необходимо как можно скорее удалять из опасной для них зоны высоких температур.

В последнее время были неоднократные попытки применить для швелования сланцев газогенераторы, однако до сих пор с очень незначительным эффектом. Несомненно, что газогенераторы, в особенности генераторы с вращающимися колосниками (Drehrostgenerator), с непрерывным ведением процесса и автоматическим удалением зол могли бы дать, по сравнению с ретортами Юнга и Бэйлби (аппаратами наружного нагрева и периодического действия) крупные преимущества, но этому опять препятствует та своеобразная связь между углеводородами и сланцевой породой, которая делает необходимым применение высоких температур, а ведение процесса с внутренним горением при таких условиях теплотехнически совсем не легкая проблема.

При высоких температурах образуется значительное количество CO , и таким образом необходимой реакционной теплоты при внутреннем горении окажется недостаточно. Следовательно, необходимо будет работать с избытком воздуха, но тогда зона горения будет перемещаться вверх.

Так как первоначально образовавшиеся количества CO в зонах с более высокой температурой выгорают, в этих зонах очень быстро достигаются весьма высокие температуры. Стремление

сосредоточить зону горения внизу может привести к тому, что средние слои сланца не выгорают, поэтому при перегонке сланцев применяется только внешний подогрев, и таким путем удается контролировать внутреннюю температуру.

Таким образом, добыча смол из сланцев требует проведения следующих операций: а) добычи сланцев горнорудным способом; б) транспорта сланцев для переработки; в) дробления твердой породы; г) деструктивной разгонки сланцев при высоких температурах в ретортах периодического действия с наружным нагревом и д) транспорта пустой породы.

Проблема разгонки нефтяных песков в газогенераторах — проблема совершенно другого порядка, чем добыча и переработка тех видов топлива, которые мы только что рассматривали. Целый ряд неблагоприятных факторов, сильно усложняющих добычу и переработку торфа, бурого угля и сланцев, здесь совершенно отсутствует. Так как добыча нефти из песков по газогенераторному способу сводится только к простейшим и технологически легко осуществимым операциям, можно с полной уверенностью ожидать, что и экономические показатели данного способа должны быть самые благоприятные и выдержать всякое сравнение с добычей и переработкой других видов топлива.

Из неблагоприятных моментов здесь совершенно отсутствуют: а) высокая влажность свежедобытого продукта; б) необходимость прессовки или дробления и в) необходимость работать при высоких температурах. Нефть добывается из песка не путем „деструктивной разгонки“, а путем простейшей разгонки.

Добыча нефтяного песка представляет собой, при особо благоприятных условиях, при поверхностном или неглубоком залегании пласта, позволяющем ведение открытой разработки (наличие таких, довольно мощных пластов имеется в Майкопе, Грозном и Баку), простую в технологическом отношении задачу.

Весь процесс, по существу, сводится к простейшей, полностью механизированной добыче нефтяного песка с помощью экскаваторов.

Необходимая для переработки аппаратура состоит из простейших агрегатов даже полустационарного типа, не является энергоемкой и не требует больших количеств воды для холодильников (возможно применение только воздушного охлаждения). Установку для переработки можно построить непосредственно или близко к месту добычи песка, вследствие чего транспорт нефтяного песка и транспорт пустой породы может быть доведен до минимума. Содержание нефти в песках высокое (грозненские данные говорят о содержаниях в 1 см^3 песка 260 л нефти). Таким образом, нефтяные пески по содержанию горючих веществ, по калорийности, а также вследствие отсутствия влаги и того, что конечным продуктом их обработки оказывается чистая нефть, выдерживают любое сравнение в отношении термической и технической ценности со свежедобытым торфом, бурыми углями и даже хорошими сортами сланцев.

Разгонка нефтяных песков не требует применения сложных а только простейших операций, что следует уже из того факта

что: а) нефтяной песок является более или менее гомогенной пористой породой, через поры которой легко и равномерно протекают воздух, газы горения и образовавшиеся нефтяные пары; б) нефть в жидком, преформированном виде просто наполняет поры песка и не связана крепко с породой своеобразной связью, как это имеется у сланцев, поэтому отпадает необходимость вести разгонку нефтяных песков в ретортах с наружным нагревом и, само собой разумеется, путем периодического ведения процесса. а также нет необходимости работать при высоких температурах.

Непрерывный процесс отгонки песков легко осуществим в генераторе с внутренним нагревом. Для этого необходимо создание постоянной зоны горения в генераторе путем введения воздуха и постоянного поддержания горения.

Для полного извлечения всей находящейся в песке нефти, как очень убедительно доказали проведенные авторами в ГИ И опыты, не требуется применения более высоких температур, чем 300°C в среднем. Вполне возможно, что даже эта средняя температура в 300°C взята нами со значительным запасом. Дело в том, что нейтральные газы горения сильно уменьшают парциальное давление и, следовательно, понижают точки кипения высококипящих фракций, кроме того, жидкая нефть, освобожденная от связи с песчинками при разрушении пленок, в виде мельчайших капель увлекается проходящим через слой потоком газов и выносится наружу.

Что касается расхода топлива, необходимого для процесса, то мы можем вполне реально исходить из предположения, что для полной отгонки нефти из песка требуется нагрев, в среднем до 300°C .

Предположим, что 1 м^3 песка содержит 260 л нефти (грозненские данные), удельный вес нефти 0,85, удельная теплота нефти 0,5, теплота парообразования 70 кал, тогда при нагревании 1 кг нефти от 20 до 300°C и превращении ее в пар требуется:

$$0,5 (300 - 20) + 70 = 210 \text{ кал.}$$

Для 260 л или $260 \times 0,85 = 221\text{ кг}$ нефти потребуется

$$260 \times 0,85 \times 210 = 46\,410 \text{ кал тепла.}$$

Считая теплотворную способность 1 кг нефти около $10\,000\text{ кал}$, получаем расход топлива

$$\frac{46\,410}{10\,000} = 4,64 \text{ кг нефти на отгонку } 221 \text{ кг или } 2,1\%,$$

т. е. при ведении генераторного процесса для отгонки нефти требуется расход топлива 2,1 % нефти из собственных же запасов нефтяного песка.

Конечно, здесь надо принять еще во внимание, что для нагревания пустой породы тоже потребуется дополнительное количество тепла. Но в данном случае вопрос стоит несколько иначе. Поступающий через нижнюю часть генератора холодный воздух

проходит через слой уже выжженной, пустой породы и нагревается так, что этим осуществляется довольно эффективная регенерация тепла. Так как выгруженная из генератора пустая порода при этих условиях уже не может иметь высокую температуру, можно реально считать, что общий расход топлива при разгонке песка вряд ли будет превышать 3%. При намеченном нами режиме в генераторе температуры даже в зоне горения будут сравнительно низкие, и поэтому в продуктах горения могут получаться, главным образом, CO_2 и вода. Благодаря низкой средней температуре разгонки (не выше 300°C) вряд ли можно ожидать, что в газах горения, даже в незначительном количестве, образуются продукты разложения, газы-углеводороды и т. п.

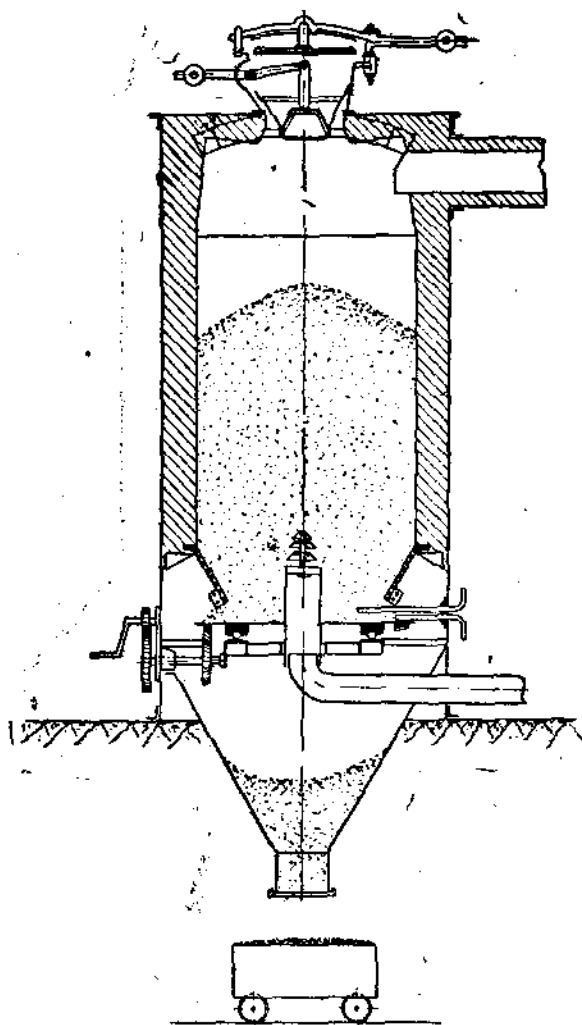
В результате термической добычи мы считаем, что CO будет вряд ли получаться в практически заметных количествах. Можно ожидать, что газы, полученные при разгонке нефтяных песков в генераторах, будут чрезвычайно бедные и вряд ли будут иметь промышленное значение. Почти вся нефть получится в жидком виде.

Получаемый слабый генераторный газ только в том случае может представлять практическую ценность, если нефтяной песок содержит еще в себе достаточное количество растворенных углеводородных газов. Эти углеводородные газы, обогатив газы горения, могут их довести до необходимой для практического использования теплотворной способности.

Необходимо здесь указать на возможность введения газа в генератор как топлива, что до известной степени принципиально изменяет режим генераторного процесса. В этом случае полностью отпадает необходимость израсходования части жидкой нефти (вышеприведенные 3%) в качестве топлива внутри генератора.

При наличии на месте переработки дешевого газа, или генераторного газа собственного производства с подходящей теплотворной способностью, практическое осуществление данного варианта вполне реально даже в том случае, если, как топливо, применяется жидкая нефть. Топливо (газы или нефть) сжигается в данном случае в отдельной топочной камере, а сама разгонка производится в генераторе только с помощью высоконагретых нейтральных топочных газов. Само собой разумеется, что сам генератор в этом случае не остается быть уже генератором и превращается в простейшую специальную аппаратуру для перегонки нефти из песка. Как промежуточный вариант возможно такое решение вопроса, когда в отдельной топке выгорает только часть кислорода воздуха при полном сгорании, и добавочный воздух в необходимом количестве добавляется к высоконагретым газам горения для уменьшения температуры газовой смеси. Так как температура газов горения при полном сгорании может доходить до 1600°C , введение таких высоконагретых газов непосредственно в генератор является очень рискованным. Практически желательнее разбавлять газы горения чистым воздухом до такой степени, чтобы температура газовой смеси

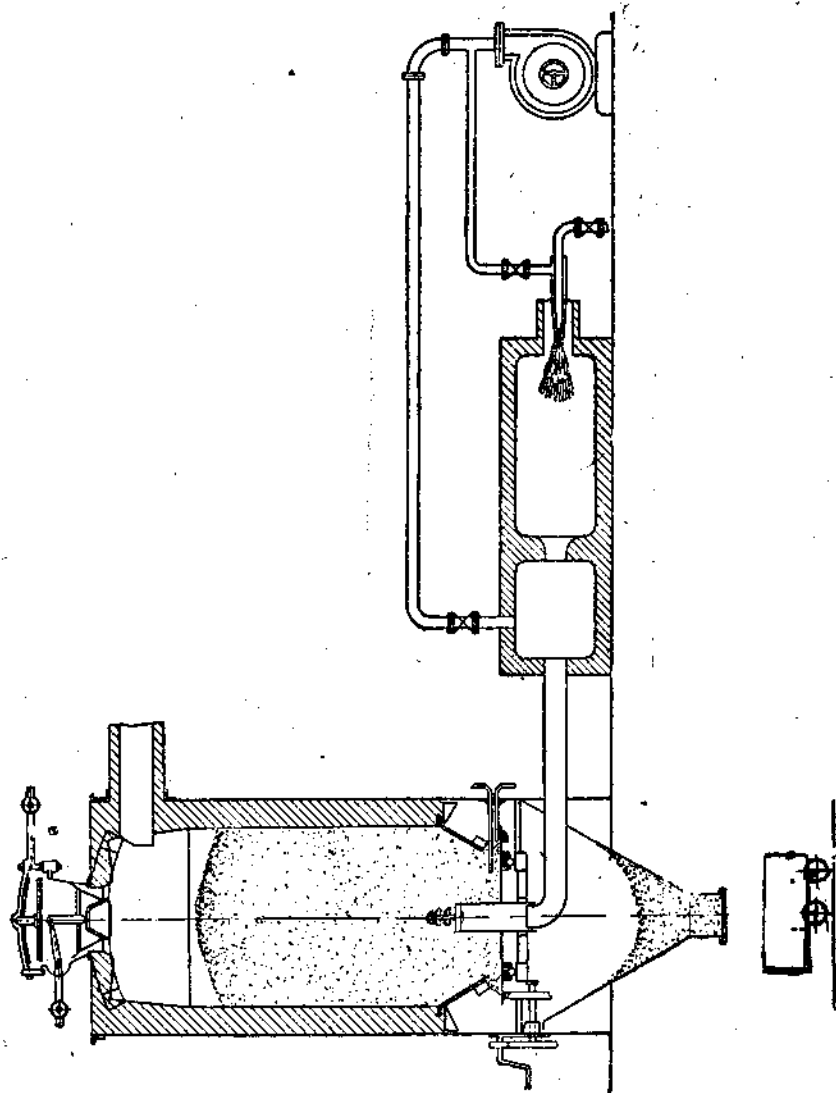
не получалось ниже $650 - 700^{\circ} \text{C}$. В этом случае нагретый свободный кислород газовой смеси, встречая нефть в генераторе, воспламеняется и выгорает, развивая необходимую для разгонки реакцию теплоту, и расходует часть (но уже значительно меньшую, чем 3% по первому варианту) нефти, находящейся



Фиг. 14. Надземный генератор

в нефтяном песке. Практическое оформление генератора для разгонки нефтяного песка по первому варианту возможно (конечно, с необходимыми изменениями) по простейшему типу американских генераторов Тэйлора (см. фиг. 14). Последние в настоящее время еще широко распространены в Америке и во Франции для переработки бурых углей с высоким содержанием зол. Уда-

ление зол в этих генераторах механизировано и выполняется вращающейся чашкой, которая время от времени приводится в движение ручной вертушкой. Зола при вращении чашки падает в закрытую воронку, откуда периодически выгружается. Вначале возможно, что для выгрузки пустой породы, при перегонке не-



Фиг. 15. Генератор с выносной толчкой

фтяного песка была осуществлена более совершенная механизация при непрерывном режиме. Генератор по второму варианту может быть осуществлен так, как это показано на фиг. 15. Так как распространение зоны горения в этом генераторе очень незначительно, а средняя температура не превышает 300°C , требуется совсем небольшая огнеупорная футеровка в нижней части

генератора, остальная же часть в основном является простейшим типом цилиндрической железной колонны, обычной для нефтеперегонных установок. Выгрузка пустой породы производится так же, как и в первом варианте.

Топка выносится из генератора как самостоятельный агрегат, Она имеет огнеупорную футеровку и может состоять из двух камер. В первой из них (камере сгорания) происходит под давлением, возможно, полное выгорание топлива с теоретически необходимым количеством воздуха; вторая служит для перемешивания и разбавления газов воздухом, необходимым для понижения температуры газозвушной смеси.

ГЛАВА X

ПРИМЕНЕНИЕ ПОДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРНОГО ПРОЦЕССА

Основной процесс, происходящий при подземной „разгонке“ нефтяных пластов, есть не что иное как своеобразный генераторный процесс, отдельные факторы которого мы подробно изложили в предыдущей главе.

Решающими факторами, которые определяют ведение подземного процесса, являются пористость и проницаемость пласта.

Практически необходимое расстояние между двумя скважинами зависит: а) от проницаемости пласта, что определяет необходимое давление и мощность компрессоров, и б) от практически возможной полноты извлечения нефти при систематической эксплуатации данного пласта.

Эти элементы необходимо в каждом отдельном случае, при составлении эксплуатационной схемы участка и пласта, исследовать в отношении экономической выгоды, и только после этого решить вопрос о расстоянии между двумя скважинами или о радиусе эксплуатационного участка. Необходимое давление и мощность компрессоров являются функцией проницаемости пласта и радиуса эксплуатационного участка. Другими словами, необходимо будет установить, что будет экономически более выгодно: пробурить ли много скважин сравнительно близко друг от друга или идти на увеличение расстояния между двумя скважинами? В первом случае мощность и необходимое давление компрессоров резко уменьшаются и получается наиболее полный охват газовым потоком всего пласта; незатронутые газовым потоком участки и отрезки пласта будут минимальными. Во втором случае увеличивается давление и мощность компрессоров, и потери, получающиеся от неполной эксплуатации пласта, от незатронутых газовым потоком отрезков, будут более значительны.

Нефть находится в песках в жидкокапельном и пленочном виде и не так своеобразно связанная с породой, как в случае битуминозных сланцев. Поэтому при наличии мощного газового потока, при сравнительно невысоких температурах (не выше

300° Ц) вся нефть или в виде пара или в виде тумана, состоящего из мельчайших жидких капель, целиком извлекается из пласта.

Для ведения процесса подземной разгонки нефтяных пластов имеется ряд различных возможностей однако было бы весьма ошибочно думать, что здесь мы имеем дело с бесконечным числом возможных вариантов, и что нахождение самых решающих из них—вопрос далекого будущего. Как мы увидим, возможных вариантов для ведения процесса совсем немного, и уже поэтому мы обязаны самым тщательным образом проанализировать все эти варианты и определить те способы, которые будут нам служить для практического разрешения всей проблемы.

Подземная разгонка нефтяных пластов может быть разрешена:

А. Путем зажигания нефтяного пласта под землей и подачи воздуха в зажженный пласт для поддержания горения и разгонки.

Б. Ведением подземного процесса путем подачи в пласт высоконагретых газов горения.

В. Путем разгонки нефтяного пласта с помощью высоконагретого водяного пара.

Так как последний способ является, по сравнению с другими возможными вариантами, явно неэкономичным, мы от этого способа сейчас окончательно отказываемся. Заметим только, что данный способ имеет следующие крупные недостатки: а) на первый взгляд кажется, что как будто нет необходимости в компрессорах, потому что в паровом котле можно легко получить высокое давление, необходимое для преодоления сопротивления пласта. Но это совсем не так. Водяной пар, поступающий в еще холодный пласт, конденсируется, теряет свое давление и только обводняет пласт; б) средняя температура пласта должна быть значительно выше 100° Ц (требуется только 300° Ц); при этом способе нет возможности использовать ни теплоту жидкости, ни скрытую теплоту парообразования. Потребовался бы значительный расход топлива для получения пара.

Основные варианты А и Б по своим особенностям и по оформлению отдельных своих вариантов распадаются на целый ряд отдельных процессов.

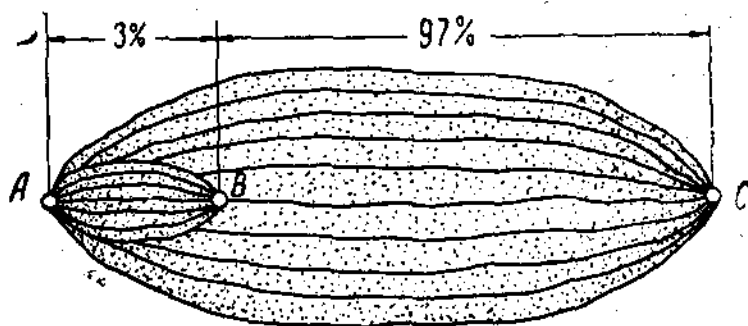
ВАРИАНТЫ А

1. Вариант А₁. Разгонка с подачей холодного воздуха (с движущимся очагом). Первая задача, которую необходимо здесь разрешить—это зажигание пласта. Вопрос разрешим разнообразными путями, как об этом подробно уже говорилось выше.

На основании наших экспериментальных работ в ГИНИ можно считать, что зажигание пласта с помощью древесного угля является вполне эффективным и довольно просто осуществимым.

Следующая задача—это создание очага горения. Основной единицей нашей эксплуатационной системы мы наметили „трехскважинную систему“. По этой схеме зажигательную скважину располагаем поблизости к нагнетательной скважине, по пути потока газов к эксплуатационной скважине.

Гипотетически можно себе представить, что при полном выгорании нефти в зоне $A-B$, развиг мощнейший очаг горения и считая, что все топливо, которое мы израсходуем для разгонки, сосредоточено в зоне AB , составляет, примерно, 3% от находящейся во всей зоне потока газов нефти, получаем необходимую реакционную теплоту, которая достаточна для разгонки всего остального (97%) количества нефти. Но процесс происходит совершенно по-иному. Непокоробимо правильным остается только то, что расход топлива не может превышать вышеуказанных 3%, и не все топливо сосредоточено в зоне AB потому что зона горения передвигается. В продолжение процесса происходят большие изменения в зоне и по времени, и по пространству. Под влиянием высокой температуры в зоне горения происходит не только горение, но и чрезвычайно усиленное испарение нефти. Здесь надо еще принять во внимание, что, начиная от устья нагнетательной скважины, сечение зоны потока газов все время расширяется. В результате получается, что в участке AB выгорает только сравнительно небольшая часть нефти, остальная

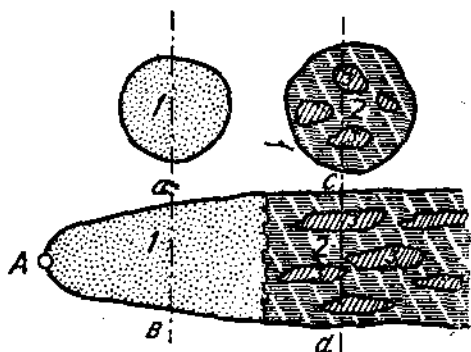


Фиг. 16. Трехскважинная система

часть под влиянием высоких температур чрезвычайно сильно испаряется. Таким образом, нефтяной песок в зоне AB , быстро теряя все свое содержание нефти, превращается в чисто выжженный и высушенный песок. В высушенном участке зоны AB никакое поддержание очага горения невозможно, поэтому очаг горения переходит на следующий участок зоны потока газов, где еще существуют остатки нефти и горение может поддерживаться. Накопленная удельная теплота, которая была затрачена в зоне AB на подогревание пустой породы, целиком используется. Получается идеальный теплообмен, так как непрерывно подаваемый через нагнетательную скважину холодный воздух нагревается при прохождении через горячий сухой песок и после этого поступает в передвигающуюся зону горения, где кислород используется целиком.

Если мы примем во внимание то обстоятельство, что поток свежего воздуха, поступающей через скважину A , по мере удаления от устья скважины постепенно увеличивает свое сечение, то очень возможно, что передвижение отдельных зон горения, газификации и разгонки происходит далеко не так идеально, как

то кажется на первый взгляд. Попытаемся детально выяснить отдельные элементы этого более сложного процесса. На фиг. 17 изображена часть зоны потока газов, начиная от устья нагнетательной скважины. Зона сухого, уже выжженного пласта изображена точками; песок, содержащий еще нефть, показан штриховкой. Горение в выжженной зоне не может поддерживаться. Здесь нагретый сухой песок только отдает свою накопленную теплоту поступающему холодному воздуху, следовательно, зона горения перебрасывается в следующий участок, содержащий еще нефть. Но зона потока газов при этом расширяется от разреза $a-b$ до разреза $c-d$. Так как интенсивность горения (т. е. выделение реакционной теплоты на единицу площади сечения в единицу времени) зависит от интенсивности (концентрированности) потока свежего воздуха, т. е. от количества воздуха, проходящего через единицу площади сечения в единицу времени, то получается, что горение в сечении $a-b$ было более концентрированным (интенсивным), чем это получается в значительно расширенном разрезе $c-d$. Иными словами, при расширении зоны потока газов происходит рассеивание концентрации (интенсивности) очага горения и, как следствие, возможное образование нескольких небольших очагов горения (см. фиг. 17, разрез $c-d$). Эти небольшие очаги не всегда могут мощно развиваться, возможно их потухание и при неблагоприятных условиях — даже полное потухание всего

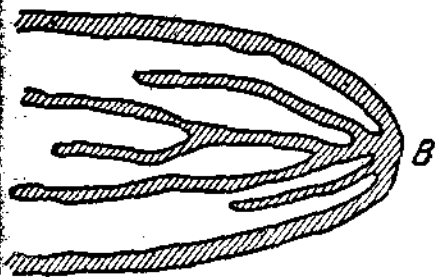


Фиг. 17

1 — сухой песок; 2 — нефтяной песок; 3 — вторичный очаг горения

очага сечения в единицу времени) зависит от интенсивности (концентрированности) потока свежего воздуха, т. е. от количества воздуха, проходящего через единицу площади сечения в единицу времени, то получается, что горение в сечении $a-b$ было более концентрированным (интенсивным), чем это получается в значительно расширенном разрезе $c-d$. Иными словами, при расширении зоны потока газов происходит

расширение концентрации (интенсивности) очага горения и, как следствие, возможное образование нескольких небольших очагов горения (см. фиг. 17, разрез $c-d$). Эти небольшие очаги не всегда могут мощно развиваться, возможно их потухание и при неблагоприятных условиях — даже полное потухание всего



Фиг. 18. Рассеивающие потоки газов

очага горения в пласте. При рассеивании потока и образовании небольших очагов горения подаваемый воздух не может уже быть полностью производительно использован для получения реакционной теплоты. Очень значительные количества воздуха могут проскользнуть мимо очага или очагов горения и даже, заметно не нагреваясь и не расходуя ничего из своего кислорода, присоединяться опять к основному потоку газов.

Все потоки газов горения, паров нефти и неизрасходованного воздуха соединяются у эксплуатационной скважины. Все газы, соединяясь, перемешиваются, и смесь газов принимает среднюю температуру. Вполне возможно, что в этом случае, если средняя

температура смеси паров достаточно высока и смесь газов содержит еще много свободного кислорода, на месте соединения потоков, у устья эксплуатационной скважины создается второй очаг горения. То же самое может случиться и на другом месте зоны потока газов тогда очаг горения „перепрыгивает“ и оставляет промежуточный участок слабо затронутым и использованным. Низкое содержание свободного кислорода в выходящих на поверхность газах является верным признаком того, что для подземного процесса воздух используется производительно для развития наибольшего количества реакционной теплоты. Принимая, что газы горения (обогащенные только небольшими количествами нефтяных газов) получают по объему в таком же количестве, в каком подается воздух (практически, примерно, так и получается), присутствие свободного кислорода в газах в количестве 10% O_2 указывает на то, что в данном случае расходуется для ведения процесса в два раза больше воздуха, чем это необходимо. Присутствие 15% свободного кислорода указывает уже на расход воздуха в четыре раза больший, чем необходимо для создания нужной реакционной теплоты. При 18—20% свободного кислорода непроизводительный расход воздуха достигает десяти-двадцатикратного требуемого количества от необходимого, и очаг горения в этом случае относительно невелик.

Но было бы большой ошибкой думать, что при присутствии 10% и даже более свободного кислорода в газах добыча нефти уже нерациональна. Присутствие нагретых газов (азота, воздуха и т. п.), резко понижающих температуру кипения жидкой нефти, оказывает свое решающее влияние. Кроме того, присутствие свободного кислорода (хотя недостаточное еще нагретого) в газовом потоке приводит к окислению некоторой части нефти, с выделением соответствующей реакционной теплоты окислительного процесса, что в некоторых благоприятных обстоятельствах может переходить в настоящее горение. Важно также то обстоятельство, что поток нагретых газов уносит с собой в мелкораспыленном, туманообразном виде значительные количества жидкой нефти. Можно считать, что присутствие в газах даже 10% свободного кислорода практически вполне допустимо, рационально и может являться еще признаком мощного очага горения в пласте.

Главная задача при подземной „разгонке“, как уже об этом упоминалось, состоит в создании мощного, устойчивого очага горения. Только в этом случае мы будем иметь гарантию, что весь воздух обязательно проходит через зону горения, что кислород наиболее полно израсходуется и не образуются паразитические, рассеянные потоки воздуха, которые могут довести подземный очаг до полного потухания.

2. Вариант А. Подземный генератор с постоянным очагом горения является при известных условиях следующим вариантом термического процесса. Решение вопроса состоит в том, что одновременно с подаваемым воздухом в нагнетательную скважину подается из надземных запасов в качестве топлива необходимое количество нефти. Таким путем у устья нагнетательной скважины создается постоянный очаг горения, который больше не пере-

двигается и остается локально стабильным во все время процесса. В этом случае расход топлива составляет, примерно, 3—4%, взятые целиком из уже добытых надземных запасов нефти. Также рациональным нужно считать использование в качестве топлива нефтяного газа или бедного генераторного газа, если таковые здесь имеются.

Возможность затухания передвигающегося очага процесса при некоторых условиях его проведения, так, например, не вполне однородная песчаная среда, отличающаяся внезапным изменением литологической структуры песка, его пористости и т. п., присутствие значительного количества воды или случайная приостановка подачи воздуха связаны в только что описанном варианте с рядом трудностей в отношении оживления очага.

Эти недостатки, не обязательные при наиболее благоприятных условиях проведения термического процесса под землей, однако вполне возможные при указанных неблагоприятных моментах, исключаются при наличии постоянного очага горения у устья нагнетательной скважины.

При постоянном очаге горения, благодаря непрерывному питанию топливом через скважину А, первая зона горения (между А и сечением $a-b$) никогда не высыхивается. После зажигания пласта здесь создается постоянная высокотемпературная зона горения, через которую обязательно должен проходить весь концентрированный, т. е. неразветвленный еще поток воздуха, поступающий через скважину А в пласт. При этом весь кислород израсходуется, и высоконагретые газы горения, содержащие всю образовавшуюся реакционную теплоту, передают ее соседним зонам нефтяного пласта и осуществляют процесс „разгонки“. Таким образом не происходит передвижения очага горения, а передвигается зона выгоревшего сухого песка (между $a-b$ и $c-d$). При этом зона сухого песка остается все время высоконагретой, и накопленную теплоту, удельную теплоту самого песка к концу процесса можно будет с полным эффектом использовать для подогрева холодного воздуха и газов. Учитывая на этом основании такую возможность регенерации тепла, общий расход топлива в данном случае не может оказаться выше, чем имеется в первом случае при передвижном очаге горения. Большое преимущество режима при постоянном очаге состоит в том, что исключена возможность потухания от рассеивания потоков воздуха и образования паразитических потоков, и весь воздух расходуется производительно при максимальном образовании реакционной теплоты в подземном пласте.

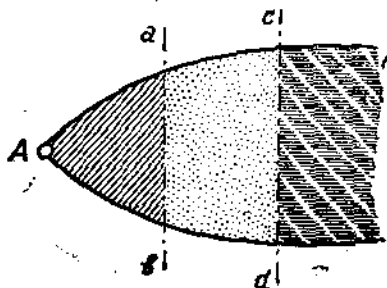
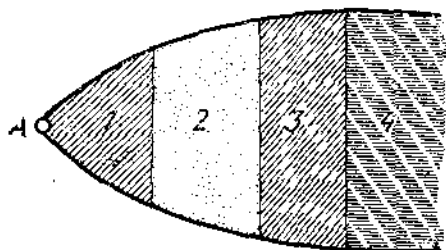


Рис. 19. Вариант А₂

3. **Вариант А₃. Переходный режим.** Возможно еще ведение некоторого промежуточного по своему характеру режима с частичной подачей нефти таким образом, что сильный постоянный

очаг горения создается только для частичного выгорания воздуха. Избыточный воздух, проходя через очаг горения, не расходуется, а только высоко нагревается. Высоконагретый не израсходованный кислород, встречая на своем пути при проходе через длинную зону высоконагретого сухого песка при сохранении температуры нагретую нефть, воспламеняет ее и создает в свою очередь передвижной очаг горения.



Р и с. 20. Вариант А₃

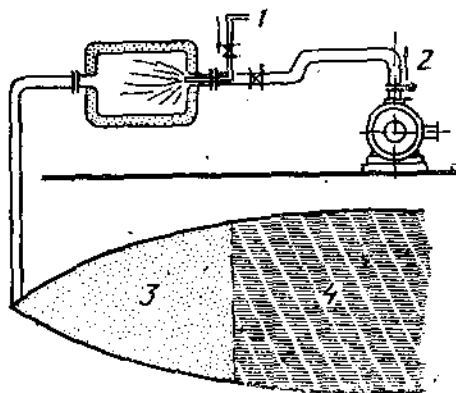
1 — постоянный очаг горения; 2 — сухой песок; 3 — передвижной очаг горения; 4 — нефтяной песок

Преимущества этого способа аналогичны предыдущему, а так как нет необходимости иметь в постоянном очаге горения температуру газозвоздушной смеси выше, чем 600 — 650° Ц, расход топлива из надземных запасов для поддержания этого очага снижается в два или три раза по сравнению с предыдущим, остальное же идет за счет подземных запасов.

ВАРИАНТЫ Б

4. Вариант Б₁. Разгонка путем подачи в пласт высоконагретых газов горения. Данный вариант является одним из важнейших. Главной особенностью его является вынос очага горения из подземного пласта на поверхность.

На поверхности у устья нагнетательной скважины сооружается специальная топка, которая служит для производства высоконагретых, газов горения путем сжигания жидкого или газообразного топлива из надземных запасов. Топка работает под давлением компрессора, подающего воздух в форсунки, с которыми она и скважина составляют единую закрытую систему. Воздух подается в количестве, теоретически необходимом для полного сгорания. Высоконагретые газы горения подаются через скважину в пласт, где вся их теплота используется для процесса. Так как газы горения в этом случае являются передатчиками тепла, которое совершенно аналогично предыдущим случаям полностью используется для ведения процесса, то расход топлива, количество необходимого воздуха, давление и мощность компрессора остаются прежними. Тепловые потери могут получаться при по-



Ф и г. 21. Вариант Б₁

1 — газ, нефть; 2 — воздух; 3 — сухой песок; 4 — нефтяной песок

даче газов горения через скважину, но так как последнюю можно рассматривать как изолированный газопровод, эти тепловые потери совершенно незначительны.

Преимущество данного варианта состоит в том, что:

а) полностью отпадает операция зажигания пласта, вместе с чем отпадает и необходимость сооружения зажигательной скважины, так что в основном элементом эксплуатационной системы является уже просейшая „двухскважинная система“;

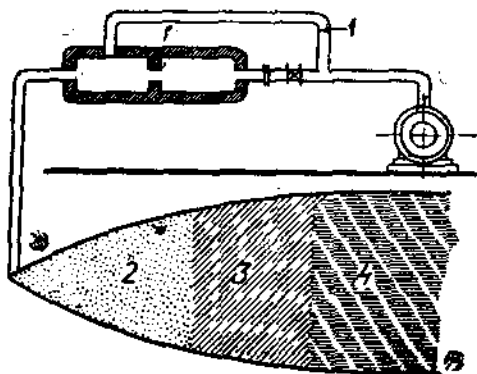
б) очаг горения переносится на поверхность, чем достигается непосредственный контроль над процессом горения, который можно направлять и регулировать по усмотрению, в частности, в отношении полного израсходования кислорода;

в) отпадают все затруднения в подземном очаге, связанные с рассеиванием потока воздуха, с образованием нескольких небольших очагов горения, с перепрыгиванием отдельных зон и с потуханием пласта.

5. Вариант Б₂. Этот вариант по существу является тем же самым процессом, как и вариант Б₁. Отличие состоит в том, что в скважину подаются не только чистые газы горения, но и дополнительное количество чистого воздуха, который примешивается к газам по пути. Дело в том, что получаемые в толке газы горения при теоретически минимальном количестве воздуха имеют чрезвычайно высокую температуру (1 600 — 1 800° Ц), что практически затрудняет непосредственное их направление в скважину. Поэтому газы горения, выходящие из толки, разбавляются чистым воздухом, так что температура смеси воздуха с газами горения не будет превышать 600 — 650° Ц, каковая температура вполне допустима для труб скважины.

Подземный процесс при этом происходит несколько иначе, нежели при варианте Б₁. Так как в газозудной смеси содержание чистого воздуха достигает более 50 — 60%, свободный кислород, поступая в пласт, будучи нагрет до 600 — 650° Ц, встречая на своем пути нефть, моментально воспламеняется, выгорает и развивает реакционную теплоту. При этом образуется подземный передвигающийся, чрезвычайно устойчивый очаг горения, для которого не опасно рассеивание и который не может потухнуть. При варианте Б₂ расход топлива идет только на половину или на треть за счет надземных, остальное — за счет подземных запасов нефти.

Рассматривая в отдельных подробностях различные варианты



Фиг. 22. Вариант Б₂

1 — воздух; 2 — сухой выгоревший песок; 3 — передвижной очаг горения; 4 — нефтяной песок

термической, подземной и надземной „разгонки“ нефтяных пластов, следует отметить, что, по существу, эти варианты представляют один и тот же процесс, и принципиально ни в какой степени друг к другу не являются исключаящими.

Введение температурного фактора для воздействия на нефтенасыщенную породу в подземных или надземных условиях по тому или иному способу обуславливается лишь специфическими условиями месторождения.

Для месторождений с мощными насыщенными нефтяными песками, выходящими на поверхность или залегающими на небольшой глубине, как уже было доказано, вполне осуществим способ надземной обработки, и масштабы ее решаются лишь экономическими соображениями.

Варианты Б подземного генератора могут быть применены в том или ином виде, в зависимости от литологического состава слагающей пласт породы, ее однородности, насыщенности, глубины залегания и наличия воды. Дальнейшие опыты применения способа в промысловых условиях покажут его относительную применимость в зависимости от тех или иных факторов.

ГЛАВА XI

ОБОРУДОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ УСТАНОВОК И ВЕДЕНИЕ ПРОЦЕССА

Из изложенного ясны основные моменты организации эксплуатационных работ при практическом осуществлении термического способа. Устройство надземной генераторной установки для „разгонки“ песков ясно из имеющихся фигур и описания характера его работы. Основными агрегатами для проведения подземного генераторного процесса являются: скважины, соответственно оборудованные как у устья, так и у забоя, компрессорная установка для подачи воздуха и улавливающая арматура, состоящая из эксгаустера, трапов и глубокого насоса. Как и при всех других существующих способах эксплуатации, скважины остаются доминирующим средством проникновения в пласт и влияния на него. Однако в отдельных случаях не исключена также возможность пользования подземными выработками, штольнями, шахтами, штреками при условии экономической выгодности производства работ по их проходке и наличии технических преимуществ производить зажигание именно таким способом.

При беглом обзоре месторождений, допускающих применение термического способа, представляется вполне целесообразным для зажигания отдельных пластов в Грозненском районе пользоваться небольшими штольнями в соединении со скважинами в качестве вспомогательных. В том случае, когда применение термического способа осуществляется для восстановления дебита на заброшенном отработанном участке, особо актуальным является вопрос о старых скважинах. Старые скважины представляют в этом случае двойкий интерес: с одной стороны, они, являясь

существенным и наиболее дорогим агрегатом установки и будучи использованы для целей подземного испарения пластов, могут существенно облегчить подготовку к этим работам и удешевить их, с другой стороны, старые скважины при наличии ряда неблагоприятных условий (сильное искривление, разрушение тампонажа, наличие дыр, соединяющих ряд горизонтов и т. п.) не только не могут быть использованы, но могут помешать осуществлению процесса, способствуя непроизводительной утечке воздуха. Таким образом, вопрос о скважинах должен быть разрешаем в каждом отдельном случае применительно к данным условиям. В случае отказа от использования старых скважин, они должны быть тщательно изолированы с тем, чтобы вполне обеспечить работы от непроизводительной утечки воздуха, с чем связано успешное проведение процесса.

Как уже было указано, элементом системы эксплуатации пласта или месторождения является трехскважинная установка. Скважина располагается в различных точках пласта, в зависимости от ряда местных условий. Расстояние между скважинами определяется степенью пористости и проницаемости пласта и теми экономическими соображениями, которые определяют связь между количеством закладываемых скважин (стоимости) и мощностью компрессорной установки для подачи воздуха (давление — мощность — стоимость).

Практически, как будет указано ниже, мы остановились на 25 — 30-м расстоянии между скважинами, однако эти предположения нуждаются в проверке на опыте.

Мы называем в системе трехскважинной установок, соответственно их назначению, первую скважину нагнетательной, вторую — вспомогательной и третью — приемной. Зажигательная скважина, снабженная приспособлениями для зажигания сверху специальной головкой, герметически закрывается (рис. 35). Головка приспособлена для присоединения воздуха и опускания зажигательного прибора. Такой же головкой снабжается вспомогательная скважина, служащая для предварительного доведения очага до максимальной необходимой мощности.

Над приемной скважиной (их может быть и несколько) устанавливается приемная аппаратура для газов и паров с соответствующими конденсаторами и трапами, служащими для улавливания отходящих газообразных продуктов и уносимой ими жидкой части (фиг. 33).

В зависимости от расстояния между скважинами системы, а также в зависимости от состояния процесса (начало, середина, конец), температура отходящих газов должна меняться. Начальные моменты процесса характеризуются низкой температурой отходящих газов и конденсацией и задерживанием жидкой части у забоя эксплуатационной скважины. Последняя снабжается глубоким насосом, предназначенным для откачки жидкости, усиленно притекающей во время процесса к забою скважины.

Для начала процесса предварительно производится разогрев и зажигание пласта. Когда пласт достаточно нагрет и зажег, промежуточную скважину герметически закрывают и подают

воздух через нагнетательную скважину в определенном количестве и под определенным давлением для поддержания горения в пласте и проталкивания продуктов горения и других продуктов процесса к месту выхода приемной скважины. Регулирование процесса может производиться на основании контроля газов по содержанию в них продуктов горения: CO , CO_2 и остаточного кислорода.

Совершенно ясно, что наиболее эффективным нужно признать осуществление процесса при полном использовании кислорода воздуха и максимальном получении продуктов полного сгорания. В этом случае коэффициент полезного действия установки будет предельным.

ГЛАВА XII

ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ РАБОТА

На принятую программу и методику проработки всех связанных с проблемой вопросов оказывает влияние комплексный характер проблемы, включающий, наряду с вопросами геологии и промышленного дела, также целый ряд тем технологического порядка.

Это является следствием того, что термический способ по своему характеру выходит за рамки обычных механических или гидравлических приемов поднятия нефти и близко соприкасается с приемами технологии нефти в ее наиболее передовой части генераторного крекинг-процесса или технологии переработки каменного угля.

Задачей научно-исследовательских работ являются следующие вопросы:

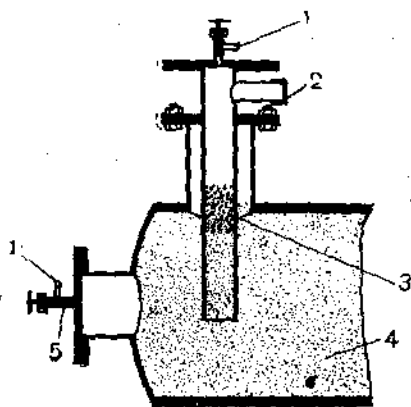
1. Выработка метода зажигания пласта для начала процесса.
2. Выяснение характера и хода процесса и условий его регулирования.
3. Изучение гидродинамических явлений в связи с ходом и ведением процесса для находящихся и образующихся в пласте газов и паров (скорости движения газов, сопротивление пластовой среды распространению по пласту).
4. Тепловые и термодинамические вопросы процесса.
5. Влияние геологических факторов на ход процесса и выявление оптимальных геолого-промысловых условий для благоприятного хода процесса.
6. Проектирование опытного участка и разработка системы ведения процесса в промышленном масштабе.

Завершающим этапом всей работы должно быть испытание принципа подземного испарения и газификации нефти в промышленном масштабе, в естественных условиях промысла, на одном из заранее выбранных и подготовленных месторождений.

Отдельные части этой программы представляют собой самостоятельные проблемы. Устанавливая последовательность и соотношение размеров теоретических и экспериментальных работ, следует исходить из того, что теоретическая часть работы

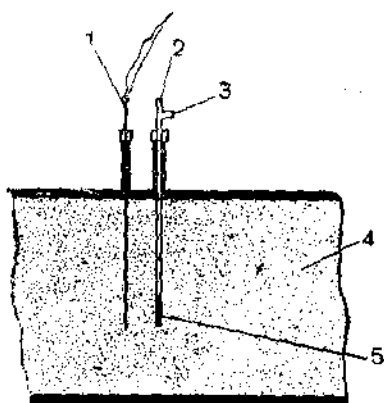
должна быть в большей степени подчинена целям подготовки и проведения промышленного опыта. Теоретическая разработка проблемы необходима для устранения излишних ошибок при промышленном экспериментировании и для получения некоторых показателей расчетного порядка. Следует отметить, что приступая к модельным испытаниям, мы должны иметь в виду невозможность целиком в лабораторном масштабе осуществить полное подобие промышленных условий хода и ведения процесса

Аппаратура. Применяемая нами для экспериментальных целей аппаратура предназначена для проверки хода и ведения процесса на моделях различного вида в крупнолабораторном масштабе. Установление возможности ведения процесса, в самых простых условиях и характера процесса, в зависимости от различных условий (количества подаваемого воздуха температуры, насы-



Фиг. 23. Оборудование зажигательной части

1 — воздух; 2 — лючок; 3 — уголь; 4 — песок; 5 — воздушная форсунка



Фиг. 24. Эксплуатационная скважина [20-дюймовая (50,8-см) модель]

1 — терморара; 2 — выводная труба; 3 — пробный кран; 4 — песок; 5 — перфорированная часть

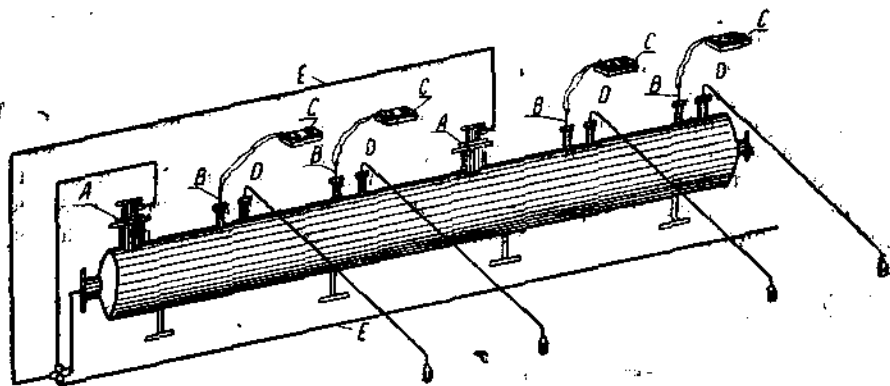
щенности нефтью и т. п.), составила главную задачу исследования.

Этому сопутствует необходимость изучения: а) температурного режима в пласте во время хода процесса; б) условий предварительного разжига; в) подачи воздуха; г) размещения зон; д) характера получаемых продуктов и е) проникновения продуктов горения в пористую среду при различных температурах и давлениях и влиянии их на отдачу экспериментального пласта.

Экспериментальный пласт нами создан в 20-дюймовой (50,8-см) обсадной цельной трубе длиной в 6 м, уложенной горизонтально на подставках и плотно набитой песком.

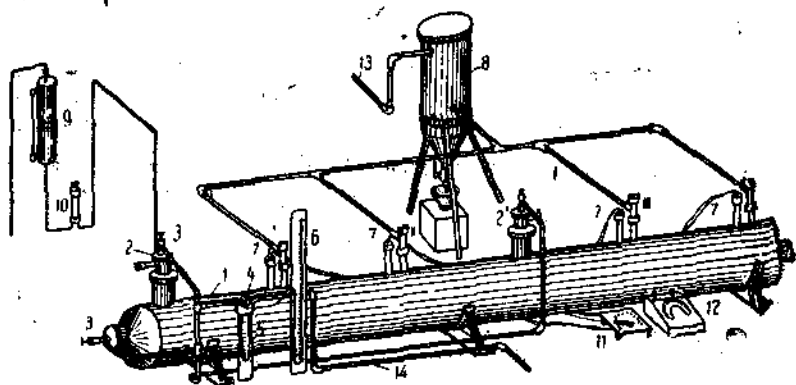
По верху установлены 4-и 1-дюймовые (10,1 и 2,5-см.) патрубki соответствующие зажигательные и эксплуатационные скважины. Устройство скважин изображено на фиг. 23 и 24. Скважины расположены на расстоянии 1 м одна от другой. Наличие зажигательных скважин в краю и в середине пласта дает возможность варьировать эксперимент.

Пласт: оборудован воздушной подводкой от компрессора. Воздух подается в пласт через зажигательные скважины, а также прямо в пласт с его торцевой стороны; в отдельных случаях имеется подводка и к эксплуатационным скважинам. Регулирование производится игольчатым вентилем, при входе в пласт.



Фиг. 25. Опытная 20-дюймовая (50-см) модель пласта

A — скважины зажигательные; *B* — для термомпары; *C* — пирометр; *D* — эксплуатационная скважина; *E* — воздушная линия



Фиг. 26

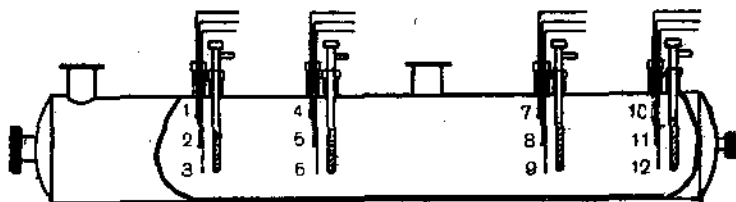
1 — экспериментальный 20-дюймовый (50,8-см) пласт; *2* — зажигательная скважина; *2a* — то же; *3* — вентили, регулирующие подачу воздуха; *4* — диафрагма; *5* — манометр, измеряющий перепад давления на диафрагме; *6* — манометр, измеряющий давление до диафрагмы; *7* — вывод термомпар; *8* — отбойники для нефти; *9* — баллон с керосином; *10* — ручной насос; *11* — переключатель 12-дюймовый (15,2-см) контактный; *12* — милливольтметр; *13* — газ в атмосферу; *14* — воздух от компрессора

Как видно из схемы, продуктоотводящие трубы от всех эксплуатационных скважин соединены вместе и приключены к трапу (фиг. 26), где происходит улавливание жидкой фазы. При помощи системы кранов можно производить эксплуатацию пласта через

различные скважины. Во время хода процесса производится измерение температуры в различных точках пласта при помощи термопар, олущенных в песок, как указано на фиг. 27. Давление воздуха до и после входа в пласт измеряется ртутным манометром. С внешней стороны пласт не изолирован, и наружная температура трубы измеряется прикладной поверхностью термопарой.

Загрузка пласта производится при его вертикальном положении мелким тонкозернистым кварцевым песком. После соответствующей набивки и уплотнения песка он пропитывается нефтью, затем плотно закрывается и устанавливается на подножки в горизонтальном положении. Отходящие пары и газы выводятся на улицу через трап, набитый кольцами Рашига. Трап 8 (фиг. 26) снабжен водомерным стеклом и краном для спуска полученной нефти.

Опыты. Описанная установка являлась основной, и на ней, за исключением пяти-шести опытов, предварительно проведенных на 16-дюймовом (40,6-см) пласте, выполнена главная часть экспериментальных работ, насчитывающих больше восьмидесяти опытов. Емкость экспериментальной трубы 1,145 м³.



Фиг. 27

1. В опытах применялся для набивки труб песок удельного веса 2,56 с пористостью 48,8%. Влажность песка достигала 12—15% объема пор. Труба была наполнена песком в количестве 1500 кг. Для насыщения песка затрачено 246 кг или 282 л нефти. При этих условиях насыщенность составляет по весу 16,4% или 52% от объема пор. Употребляемая для насыщения раманинская нефть имела следующую характеристику:

Удельный вес 0,871

Вязкость Θ_{50} 1,55

Начало кипения 132° Ц

Разгонка по Энглеру (в %)

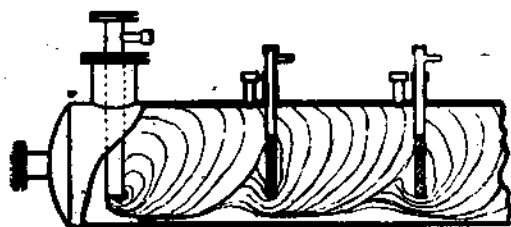
До 133°	1
„ 140°	2,8
„ 150°	5,0
„ 160°	7,8
„ 170°	9,6

До 180°	11,4
„ 190°	14,0
„ 200°	16,0
„ 210°	18,0
„ 220°	20,0
„ 230°	22,6

До 240°	26,0
„ 250°	28,6
„ 260°	32,0
„ 270°	34,2
„ 280°	38,8
„ 290°	42,0
„ 300°	44,0

2. В ряде предварительных опытов зажигание пласта производилось при помощи газовой форсунки. В дальнейшем остановились на способе зажигания при помощи древесного угля. Многократное испытание этого способа дало возможность предложить его также и для промышленных условий.

Как видно из схемы, незначительное количество древесного угля, примерно, 250—500 г, загружается в зажигательную скважину непосредственно на нефтяной песок. Сверху для начала горения кладется несколько раскаленных угольков, после чего лючок закрывается, подавался воздух, и процесс начинался снова. Переход горения от углей к песку совершается довольно быстро. Через 10—15 мин. при интенсивной подаче воздуха угли прогорают и горение развивается непосредственно в пласте. О начале горения пласта свидетельствует появление дыма густо-белого цвета при все увеличивающемся его количестве. Цвет отходящих газов (дыма) на протяжении опыта и в отдельных опытах между собой изменяется и имеет черновато-серый или зеленовато-желтый цвет,



Фиг. 28. Распределение зон

напоминая газы пиролиза или крекинга при выпуске их из реторты или генератора.

3. Ход процесса характеризуется вначале повышением температуры в передней части установки. При недостаточной плотности набивке трубы песком процесс особенно

интенсивно протекает в верхней ее части, куда, благодаря наличию пустого пространства, устремляются газы. Однако в большинстве опытов удалось достичь предельного уплотнения песка, и весь процесс протекал в толще пласта.

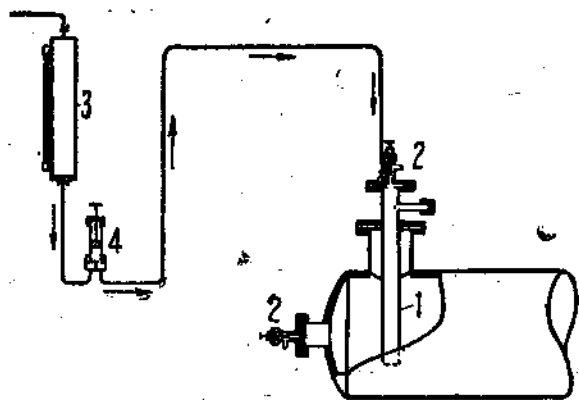
По температуре наружных стенок трубы при помощи прикладной термопары можно наблюдать постепенное распространение температуры и переход очагов горения вдоль оси трубы.

Схематическое распространение и переход зон и очагов можно представить согласно фиг. 28.

На фиг. 29 показан процесс зажигания по варианту, осложненному подачей топлива в зону горения извне. В некоторой части опытов мы убедились, что благоприятное интенсивное проведение процесса зависит от начального разогрева пласта и от мощности первичного очага. Для того чтобы получить такой более мощный устойчивый очаг, наиболее радикальным условием является подача извне в пласт вместе с воздухом некоторого количества топлива в первичную зону горения. В лабораторных работах, при помощи изображенного на схеме (фиг. 29) устройства, мы подаем в пласт отдельными порциями в течение первых 10—15 мин. розжига от 0,5 до 1 л керосина. Такая же подача топлива предусмотрена и для опытов на промыслах (вариант А₂). В случае работы с постоянным очагом горения, как можно понять из описания этого варианта, подача топлива ста-

новится продолжительной и постоянной на всем протяжении процесса.

Диаграмма, составленная по записям показаний термопар, установленных в различных точках пласта, также дает ясную картину движения очага горения. Наблюдения показали вполне равномерное передвижение очага горения от одной скважины к другой. В ряде случаев опыт был проделан так, что газы выпускались в начале через скв. № 1, и после того как участок от зажигательной скважины до первой эксплуатационной был осушен, производили переключение эксплуатации на следующую скважину. При этом процесс продолжался с прежней интенсивностью на новом участке, и оказывалась полная возможность включать новые участки и дальше. Также вполне отчетливо передвижение очага наблюдалось и при первоначальном пуске сразу через последнюю скважину. Температура отходящих газов



Фиг. 29. Схема с подачей топлива

по мере продвижения очага к эксплуатационной скважине повышается. При наличии горения непосредственно вблизи „забоя“ скважины отходящие газы достигали температуры около 300°C , и в отдельных случаях наблюдалось от накала покраснение отводящей трубы.

4. Температуры процесса, развиваемые внутри песка, очень высоки. Судя не только по показаниям термопар, но также по очень интенсивному разогреву поверхности пласта, накаливающейся докрасна, можно считать, что температура в $700\text{--}800^{\circ}\text{C}$ вполне может быть развита при простой подаче воздуха в пласт после его разжига. Нахождение в песке после эксперимента при осмотре набивки пласта кусочков остекленного кварцевого песка указывает на еще более высокие температуры.

Фиг. 30 иллюстрирует часть эксплуатационной трубы, находившейся в пласте и расплавившейся под влиянием высокой температуры процесса. Это явление можно объяснить тем, что при выходе наружу у „забоя скважины“ все потоки воздуха, отчасти рассеянные по пласту, вновь концентрируются вместе и чрезвычайно усиливают эффект процесса. Почти постоянным явле-

нием при экспериментировании является пережог зажигательной трубы в ее нижней части, находящейся в песке.

Температурный режим процесса, наблюдаемый на опытной установке, характеризуется следующими диаграммами (фиг. 30 а, в и с).

Вследствие высоких температур наблюдается довольно часто пережог термопар. Однако в отдельных случаях термопары не служили достаточным контролем процесса. Это происходило в том случае, если вследствие рассеяния потока воздуха (при неравномерной набивке пласта) образовывались отдельные очаги горения, локализовавшиеся на некотором отдалении от термопар, не реагирующих вследствие плохой теплопроводности



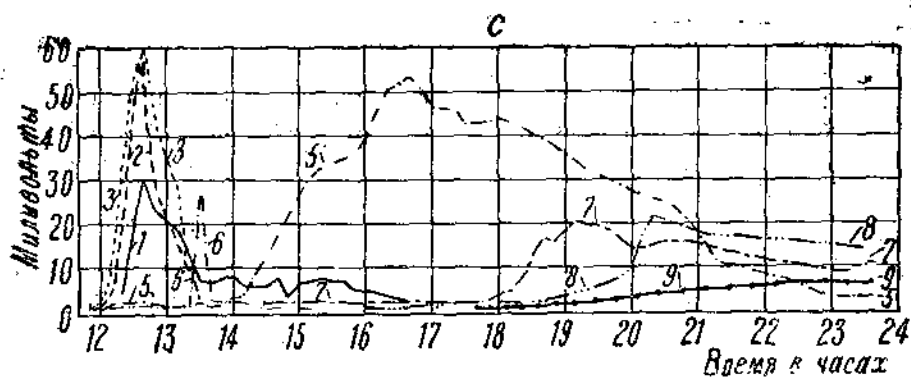
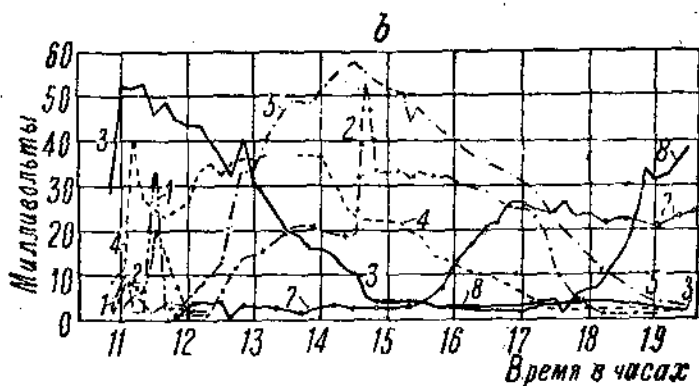
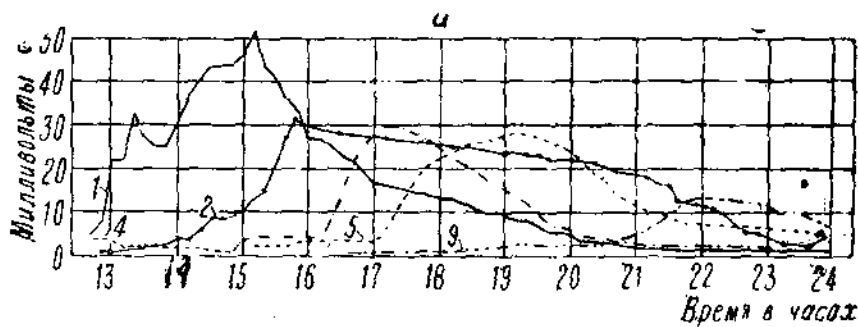
Фиг. 30. Выплавленная труба

песка. При этом, однако, все другие возможные наблюдаемые признаки (выход газа, температура отходящих газов, выход нефти) указывали на успешный ход процесса. Осмотр внутренней поверхности трубы, наличие корки, сухого песка и т. п. подтвердили это наблюдение.

5. Основным контролем хода процесса является анализ отходящих газов. В газах аппаратом „Орса“ определялись CO , CO_2 , свободный кислород и непредельные углеводороды.

При оценке хода процесса и его эффективности наличие свободного кислорода имеет решающее значение. Полное отсутствие в газах свободного кислорода, сопровождаемое наличием продуктов горения CO_2 и CO , свидетельствует о том, что весь подаваемый воздух производительно использован для реакции горения. Наличие в газах 10% O_2 уже определяет, что в отношении эффекта горения 50% воздуха затрачено непроизводительно, и при наличии 15% свободного кислорода излишки подаваемого воздуха достигают 75% и т. д.

Нужно при этом подчеркнуть, что оценка эффекта процесса не сводилась только к сравнению с использованным кислородом. Если речь идет об экономичности процесса, то в этом случае



Фиг. 30а, б и в. По вертикальной оси откладываются указания милливольтметра в милливольтках. Каждое деление соответствует 10^4 Ц

проблема стоимости излишне израсходованного воздуха решается давлением, применяемым при накачивании, и, конечно, количеством полученного ценного продукта нефти или газа. Помимо

этого, воздух играет не только роль окислителя, но также способствует снижению парциального давления и уносу частиц нефти к забой скважины (транспортный фактор).

Анализ газов для отдельных пусков

Оп.	1	2	3	4	5	6	7
CO	14,7 — 16,0	9,2 — 6,6	0,3	—	—	—	—
CO ₂	0,3 — 0,4	2,5 — 2,4	14,3	11,2	14,0	9,8	8,3
O ₂	9,7 — 8,4	7,7 — 8,4	0,8	0,5	—	1,0	1,4

Из рассмотрения этих цифр видно, что при экспериментальных работах не удалось достичь однородного состава газа во время процесса, а также возможности регулирования самого состава газов в отношении содержания отдельных компонентов. Состав газа в отдельных случаях не оставляет желать ничего лучшего и характерен для полного использования затраченного воздуха, что в свою очередь определяет интенсивную отдачу пласта с более коротким сроком эксплуатации отдельного участка. В наших случаях в большинстве наблюдалось падение содержания продуктов полного и неполного сгорания и увеличение содержания свободного кислорода.

Обращает на себя внимание тот факт, что даже при незначительном израсходовании кислорода можно наблюдать интенсивную отдачу нефти, в то время как при пропуске холодного воздуха без какого-либо сгорания никакой отдачи не происходит. Можно считать установленным, что в этих случаях то количество тепла, которое образуется при частичном использовании кислорода, вполне достаточно для ожидаемого действия термического процесса.

6. Проведенные экспериментальные работы нельзя считать исчерпывающими в отношении получения газа, по своему составу удовлетворяющего нуждам потребления. В отдельных случаях газ хорошо горел в горелках, в большинстве же случаев, как это видно и из анализов, получаемый газ не представляет интереса как топливный продукт. Невозможность зажечь газ следует в некоторой степени отнести к большой его влажности (присутствие водяных паров обнаружилось концентрацией воды в трапе, а также сильными выбросами из установки во время опытов).

Надо сказать, что проделанная серия опытов еще недостаточно осветила вопрос о возможности регулирования состава газов в таком направлении, чтобы они вполне соответствовали целям сжигания их в топках. Нам представляется, что газы, получаемые при применении данного способа в естественных условиях, должны быть более богаты горючими компонентами.

7. Основным полученным продуктом является жидкая нефть. При наших опытах она накапливается в трапе, а затем спускается из него через спускной кран. Однако улавливание всей выносимой на поверхность нефти не производилось полностью. Некоторое количество мельчайших раздробленных частиц не отделяется от транспортирующих их газов простым механическим способом в отбойнике. Для улавливания этих частиц необходимо

применять поглощение и лучше всего жидким адсорбентом или использовать для этой цели специальный фильтр.

Выносимые с газами частицы нефти находятся в жидкой фазе. Нефть настолько измельчена, что обнаружить ее можно только на белом экране, поставленном у выхода газов. При этом выносимые диспергированные частицы нефти очень быстро образуют на экране круглое черное пятно.

При нормальной работе установки получалось по 1 бидону (20 л) в час.

Например, при работе 3 ноября 1933 г. получено:

13 ч. 20 м.	1 бидон	17 ч. 50 м.	1 бидон
13 " 50 "	1 "	18 " 40 "	1 "
14 " 10 "	1 "	20 " 00 "	1 "
15 " 20 "	1 "	21 " 15 "	1 "
16 " 10 "	1 "	24 " 00 "	1 "
16 " 50 "	1 "		

При работе 19 октября 1933 г. получено:

11 ч 20 м.	1 бидон	2 ч. 20 м.	1 бидон
1 " 00 "	3 "	8 " 20 "	1,5 "

Всего 6,5 бидона

При работе 17 января 1934 г. получено:

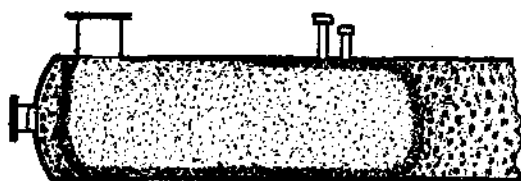
12 ч. 00 м.	1 бидон
13 " 15 "	1 "
14 " 00 "	0,75 "

Как видно, интенсивность отдачи несколько падает к концу процесса, что впрочем совершенно понятно, так как, с одной стороны, в начале процесса мы имеем более полное насыщение, с другой стороны, в начале процесса более производительно используется генерируемое тепло процесса, причем температура отходящих газов невысока. Как уже указывалось, к концу процесса, при приближении очага горения к эксплуатационной скважине, температура отходящих газов повышается, тепло используется менее производительно, так как при прохождении всего данного запаса вновь через насыщенную зону оно могло производить и дальше работу по разрушению пленки, снижению вязкости и т. п. Кроме того, при условиях опыта и отсутствии холодильника конденсация отдельных компонентов не могла быть произведена, и они улетают с газами в атмосферу. По замерам общее количество отогнанной из пласта нефти в отдельных случаях составляет 90, 95, и 89%.

8. После каждого опыта пласт вскрывается и производится осмотр изменений набивки, происшедших в результате процесса. При нормальных условиях процесса вид загруженного песка после процесса целиком подтверждает данные о 100%-ной отдаче нефти пластом и полном осушении пласта. Фиг. 31 показывает расположение сухого песка в пласте в отдельных опытах.

При проведении опыта № 59 эксплуатация производилась на участке между зажигательной скважиной и скв. № 1. Весь объем пласта на том участке оказался заполненным совершенно

сухим чистым песком, лишенным каких-либо признаков нефти. Влажный песок оставался в передней части трубы, где образовывался мешок, куда не шли газы. Масса сухого песка окружена „коркой“, толщина которой достигает 10 — 12 см в отдельных случаях и в большинстве не превосходит 5 см. Характер



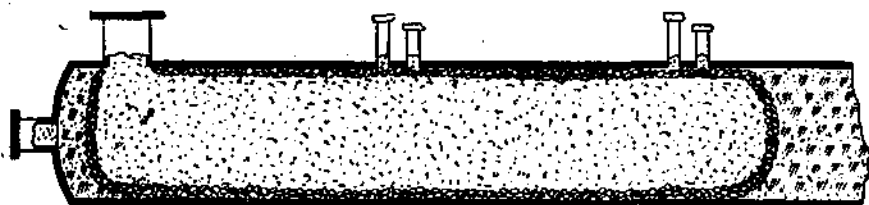
Ф и г. 31а

корки чрезвычайно любопытен. По всей толще она состоит из различных оттенков песка, по которым можно судить о протекании процесса.

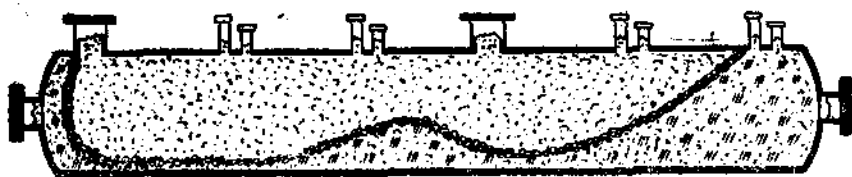
Часть корки непосредственно примыкающая к белому песку, черная — спекшийся, цементиру-

ванный песчаник, напоминающий по своему виду уголь. Цементирующим, связующим веществом являются кокс и пригоревший лек.

В следующих слоях песчинки скреплены вязким гудроном. Постепенно, по толщине корки, связывающее вещество перехо-



Ф и г. 31б



Ф и г. 31с

дит в более легкую нефть. Таким образом, корка, с одной стороны, переходит в белый песок, а с другой — в насыщенный.

Фиг. 31 а в и с изображают характер выжигания пласта во время опытов.

Таким образом, процесс протекал по всей толще пласта и заканчивался у выхода газов в эксплуатационную скважину. За эксплуатационной скважиной начиналась вновь незатронутая насыщенная зона.

При опытах вынималось совершенно сухого песка 288 л, 314 л, 219 л и т. п.

9. Анализ нефти, полученный из скв. № 1 (в %):

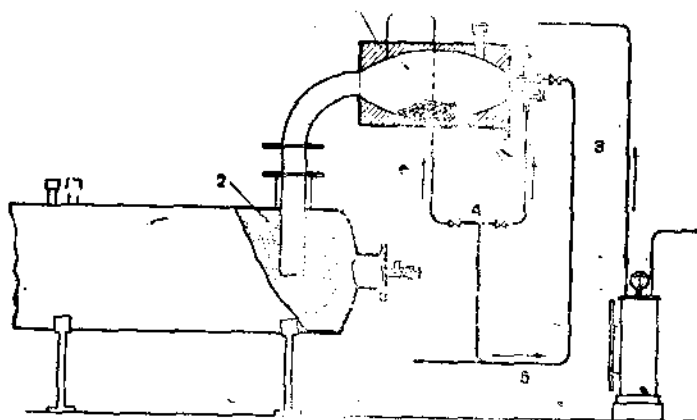
$$D_{15} = 0,9020.$$

Вязкость ε_{30} — 2,55.

Начало кипения 194° Ц.

До 200°	2	До 270°	19,6
„ 210°	3,6	„ 280°	24,0
„ 220°	4,4	„ 290°	28,1
„ 230°	6,0	„ 300°	32,6
„ 240°	9,0	„ 310°	34,4
„ 250°	12,0	„ 320°	38,0
„ 260°	15,6	„ 330°	41,0

Анализ показывает, что нефть значительно утяжелилась по сравнению с загруженной, что является следствием того, что лег-



Ф и г. 32. Экспериментальный пласт с выносной топкой

1 — огнеупорная футеровка; 2 — песок; 3 — нефть; 4 — воздух; 5 — воздушная линия

кие фракции не могли быть уловлены ввиду отсутствия холодильной установки и абсорбера.

10. Фиг. 32 иллюстрирует экспериментальную установку для опытов по варианту Б. В этом случае оставлена основная часть 20-дюймового (50,8 см) пласта без всяких изменений, и для осуществления выносной топки спроектирована соответствующая конструкция. Топка непосредственно соединяется с пластом при помощи фланца. Выносная топка представляет собой герметически закрытую железную цилиндрическую камеру с внутренней огнеупорной футеровкой. В крышку вделана форсунка, работающая на нефти с воздухом. Нефть подается из специального бачка под давлением сжатого воздуха, а воздух — при помощи компрессора. Камера сжигания снабжена вволом для дополнительного воздуха и перископом для наблюдения за ходом горения. Регулировка производится при помощи игольчатых вентилей, снабженных румбами для отметок. Камера работает при давлении 3—3,5 ат. При подаче соответствующих количеств воздуха и нефти (1—1,5 кг/час) происходит интенсивное горение, легко

наблюдаемое в перископ по покраснению внутренней футеровки камеры или отводящей трубы. В зависимости от количества подаваемого дополнительного воздуха температура газов держится в пределах 600—700°, но она также может быть снижена или, наоборот, повышена.

Горение в топке происходит вполне нормально, спокойно и легко регулируется. Первые опыты показали достаточную эффективность данного варианта, и хотя еще не имеется окончательных цифровых данных, можно утверждать, что при этих опытах они не сильно отличаются от теоретически обоснованных нами выше. Благодаря подаче дополнительного излишка воздуха пласт легко загорелся, был интенсивно разогрет, и процесс сопровождался хорошей отдачей нефти.

При вскрытии пласта в нем обнаружен совершенно сухой белый песок, за исключением весьма незначительной части „влажного“ песка, находившегося в задней части пласта в „мертвом“ пространстве. Из имевшихся в пласте 228 кг нефти получено за время опыта 215,8 кг. Опыт продолжался 32 часа, но скорость процесса легко регулируется, и путем увеличения расхода воздуха можно значительно увеличить скорость нефтеотдачи и осушить экспериментальный пласт за 12—14 час.

Наличие в пласте корки свидетельствует о происходящем горении в пласте благодаря наличию высоконагретых газов и свободного кислорода.

Г Л А В А XIII

ВЫВОДЫ

Таким образом, представляется возможным сделать следующие выводы в результате проделанной серии экспериментальных работ.

1. Нефтяной песчаный пласт может быть зажжен.
2. Горение в пласте путем подачи воздуха может быть поддержано, причем это горение сопровождается повышением температуры в пласте до высоких пределов.
3. При создании мощного очага горения этот очаг может передвигаться по пласту по направлению от зажигательной скважины к эксплуатационной. Одновременно можно работать при поддержании постоянного очага у зажигательной скважины путем подачи некоторого количества топлива с поверхности (4%).
4. Нефть добывается из пласта не только в газообразном и парообразном, но и в жидком состоянии.
5. Пласт, подвергнутый процессу, отдает целиком всю заключающуюся в нем нефть, в результате чего остается совершенно сухой песок.

6. В результате лабораторных работ получен опыт ведения процесса, без чего нельзя было бы перейти к опытам в природных условиях.

Нельзя, однако, считать проделанную серию работ исчерпывающей всю проблему и освещающей все ее стороны. Ряд факторов еще нуждается в дополнительной продолжительной про-

работке и выяснении на моделях, а значительное и решающее их количество может быть выяснено лишь путем постановки опытов в промысловых естественных условиях, что составляет второй раздел нашей работы.

Предварительная работа, связанная с этими опытами и проект их проведения описаны ниже в статьях М. М. Чарыгина и Н. А. Сорокина.

Г Л А В А XIV

ОПЫТНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ТЕРМИЧЕСКОГО МЕТОДА ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ИСТОЩЕННЫХ ПЛАСТОВ МАЙКОПСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

(Инж. Н. А. Сорокин)

1

Решающими в оценке предлагаемого метода добычи нефти для целей его практического применения являются опыты, осуществленные в полевой установке в природных условиях. Для участников работы совершенно ясно, что даже в крупном лабораторном масштабе невозможно осуществление полного подобия промысловых условий хода и ведения процесса. Наряду с возможными отклонениями хода процесса в природных условиях от хода процесса в лаборатории промысловые условия выдвигают сразу целый ряд отдельных вопросов, становящихся самостоятельными проблемами, имеющими большое значение при осуществлении данного процесса. Эти соображения заставляют форсировать темпы перехода к промысловым условиям испытаний считая их завершающими цикл исследовательских работ в целях получения тех окончательных показателей, которые послужат основой для составления рабочего проекта эксплуатации истощенных пластов по совершенно новому методу.

В основу при проектировании нижеописываемых двух промысловых опытных установок приняты показатели, полученные в ГИНИ при испытании на различных моделях нефтяных пластов. Этих показателей совершенно достаточно, чтобы независимо от дальнейших исследовательских работ, какие будут вестись в ГИНИ в целях усовершенствования метода, провести серию опытов непосредственно на промысле.

Чтобы создать благоприятные условия для изучения: а) течения процесса горения в пласте; б) характера распространения зоны горения в горизонтальном и вертикальном направлениях; в) процесса отделения нефти от песка и движения ее к забою эксплуатационной скважины; г) процесса разложения нефти и коркообразования; д) влияния воды и прослоек глины на направление зоны высоких температур; е) наконец, чтобы определить такие важные количественные показатели, как скорость течения процесса и возможный дебит скважин, одна из установок запроектирована на пласт, лежащий почти на поверхности и прикрытый глиной мощностью в 1 — 1,5 м. После выгорания всей наме-

ченной небольшой площади покров должен быть снят, затем сделано несколько разрезов выгоревшей части и произведено детальное изучение части пласта, подвергшейся действию высокой температуры. Такого рода исследования дают возможность провести сравнение течения процесса в пласте и в лабораторных условиях. Основная же серия опытов, однако, должна быть проведена в глубже залегающем нефтяном пласте—в залежи *e*. К более благоприятным условиям ведения опытов в залежи *e* по сравнению с условиями, какие имеются в поверхностной залежи, нужно отнести большую надежность покрова в смысле его герметичности, большую насыщенность нефтью и газами пласта, не подвергавшегося действию вымывания и выветривания, и меньшую вязкость нефти. Продолжительная и интенсивная эксплуатация третьего отвода майколских нефтяных промыслов, выбранного для ведения опытов, определяет его как участок вполне истощенный, и от проведения здесь процесса можно ожидать установления вполне сравнимых и очень ценных технико-экономических показателей. Неблагоприятным условием ведения опытных работ в залежи *e* третьего отвода является большое количество густо расположенных на участке скважин, не всегда поддающихся полной надежной герметизации. В отношении обводненности условия на участке разнообразны: в западной части участка водоносные пласты отсутствуют, и здесь можно без труда выбрать место, удовлетворяющее требованиям с этой стороны (см. статьи М. М. Чарыгина). Чтобы избежать ненужных осложнений вследствие заводнения залежи *e* место для заложения первых опытных скважин выбрано в средней части третьего отвода, не захваченного оползнем, в пределах границ, определяемых скв. №№ 45 и 85. Здесь не имеется водоносного пласта *C*, и к тому же старые скважины стоят на значительном расстоянии друг от друга. Нефть из пласта *e* имеет удельный вес 0,840 и вязкость, равную вязкости воды. Данное обстоятельство является благоприятным для ведения опытов, так как этим в известной степени обуславливается сравнительно сниженное давление у устья воздушной скважины. Тяжелая нефть горизонта Ширванских Колодцев в районе третьего отвода имеет удельный вес 0,95—0,96 и представляет собой очень вязкий тяжелый гудрон с большим содержанием смол. В этом случае, повидимому, давление у устья воздушной скважины будет несколько увеличенное. Нефть из горизонта Ширванских Колодцев никогда не эксплуатировалась. Исследования пласта, перекрывающего нефтяной песок с тяжелой нефтью, установили достаточную плотность породы, что может гарантировать от большого рассеивания нагнетаемого в пласт воздуха.

2

Схема всей запроектированной установки изображена на фиг. 33. Элементами установки являются: 3 скважины на залежь *e*; 4 скважины на горизонт Ширванских Колодцев; компрессорное здание; поверхностное оборудование устьев скважин и необходимая для сбора нефти аппаратура.

Благоприятные геологические условия позволили совместить проведение опытов на оба горизонта в одном месте, использован и в том и в другом случае одну компрессорную станцию и сборную аппаратуру. Выбранное для скважин место позволяет использовать профиль для движения добытой нефти и конденсата само-теком.

Сжатый воздух подается из компрессорной (фиг. 34) тремя компрессорами 8 производительностью $5 \text{ м}^3/\text{мин}$ воздуха, сжатого до 6 ат , в 3-дюймовую (7,6-см) линию 23, по которой затем подводится к группам скважин, заложенным на пласт e и горизонт Ширванских Колодцев. Задвижками на линии 28 обе группы могут быть разделены. Ответвление к каждой скважине имеет диаметр 2" (5 см) и снабжено 2-дюймовым вентилем.

На воздушной линии установлены: воздухоосушитель 11, предохранительный клапан 17, счетчик Фоксборо 18, кроме того, имеется обводная линия 19 на случай выключения счетчика. Компрессоры будут приводиться в движение дизелями 9. В том же здании устанавливается эксгаузор 10 или два вакуум-насоса. Последние соединены со скважинами 6-дюймовой (15,2-см) линией 27, от которой сделаны ответвления к каждой скважине. На вакуумной линии для отбора нефти и конденсата установлены: скруббер 12, оросительный холодильник 13 и трап 14. Из трапа 14 и скруббера 12 накопившаяся нефть и конденсат направляются через нефтемеры 23 и 25 в мерники 15, из которых перепускаются в резервуар 13. Каждый нефтемер на случай выключения его имеет обводную линию 22 и 25. Количество отходящего из эксплуатационной скважины газа измеряется трубкой Пито 25, установленной на выкидной линии вакуум-насоса. Нефть, откачиваемая из эксплуатационных скважин глубокими насосами, поступает в 2-дюймовую (5-см) линию 29 и затем в резервуар 16. Эксплуатационные скважины снабжены вакуум-метрами 36, а зажигательные — манометрами 30. Для оросительного холодильника, охлаждения дизелей и компрессоров к компрессорному зданию подведено ответвление от водопровода 35. При компрессорном здании 31 имеются комнаты: лаборатория 32 и дежурная 33.

3

Расчетных данных для определения расстояния между скважинами не имеется. Основными факторами, его обуславливающими, являются: степень проницаемости пород, слагающих пласт, сравнительные технико-экономические показатели выгодности заложения большого количества скважин, степень отдачи пласта, глубина залегания и т. п. Получение показателей и первичных данных в этом направлении составляет также одну из задач опытов. Расстояния между опытными скважинами, заложенными на пласт e , и их взаимное расположение диктуются целями опыта и условиями его ведения. Основная цель первой экспериментальной работы — изучить методику зажигания нефтяного пласта и создание мощного очага горения. Задача разрешается тремя скважинами: за-

жигательной 9, вспомогательной 5 и эксплуатационной 7, поставленными на линии старых буровых №№ 45 и 85 соответственно на расстоянии 5 и 15 м друг от друга. Такое расстояние должно гарантировать быстрое получение очага горения максимальной мощности между первыми двумя скважинами и дальнейшее использование созданного очага горения для проведения процесса во всей системе. Избранная система трех скважин при соответствующем оборудовании позволяет свободно маневрировать, допуская превращение любой из скважин в зажигательную или эксплуатационную в случае возможного затухания очага горения.

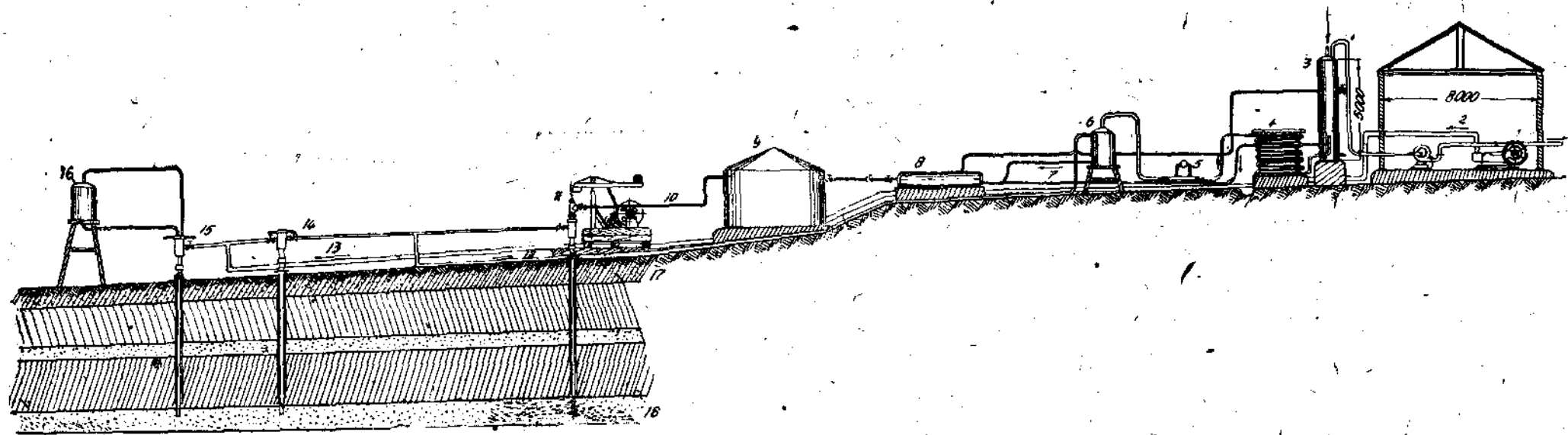
Для проектируемой установки на горизонт Ширванских Колодцев в целях сокращения времени производства опытов, уменьшения количества земляных работ при исследовании характера распространения зоны горения, а также в целях создания одинаковых зависимостей между эксплуатационными и зажигательными скважинами расстояние между ними принято равным 5 м. Скважины расположены в вершинах квадрата. Такое расположение даст возможность из каждой зажигательной скважины вести процесс в двух направлениях.

Так как каждую зажигательную скважину можно превратить в эксплуатационную и наоборот, то расположение скважин гарантирует ведение процесса в любом направлении с наибольшим количеством вариантов опыта.

4

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

Существенное отличие подземного генератора от обычного заключается в том, что в то время как в последнем распространение зоны горения идет по пути движения нагретых газов вверх, в подземном генераторе газы под давлением должны перемещаться горизонтально по направлению к эксплуатационным скважинам. Характер этого движения, а в зависимости от этого и объем захваченных процессом песков будет, очевидно, меняться в зависимости от конструкций скважин и взаимного расположения забоев. Различные варианты могут быть созданы расположением забоев скважин в одной или в разных плоскостях, а также применением цельных и перфорированных эксплуатационных колонн. Можно утверждать, что при условии расположения забоя зажигательной колонны ниже забоя эксплуатационной скважины сопротивление движению газов будет меньше, чем при обратном расположении забоев, но каково будет отношение выгоревших объемов при продвижении очага горения от одной скважины к другой — сказать заранее нельзя. Необходимые выводы можно будет сделать после ряда опытов, которые предполагается провести в пласте горизонта Ширванских Колодцев. Применение эксплуатационных колонн, перфорированных на всем протяжении пласта, необходимо во избежание закупорки скважины песком. С усовершенствованием метода зажигания может оказаться полезным перфорирование и зажигательной колонны, как дающее возможность сразу расширить объем зоны горения. Однако в первых зажигательных скважинах от перфорированных колонн мы



Ф и г. 33. Монтажная схема опытной установки для подземной газификации на третьем отводе „Майнефть“

1 — компрессор, 2 — эксгаустор; 3 — скруббер; 4 — поверхностный холодильник; 5 — счетчик „Фоксборо“; 6 — трап; 7 — конденсат; 8 — горизонтальные мерники; 9 — мерник; 10 — нефтяная линия; 11 — эксплуатационная скважина; 12 — газовая линия; 13 — воздушная линия; 14 — вспомогательная скважина; 15 — зажигательная скважина; 16 — бачок для топлива; 17 — глина песчаная желтая; 18 — песок нефтяной (пласт E)

Терм. способ добычи нефти.

№82'

№21

148с

149с

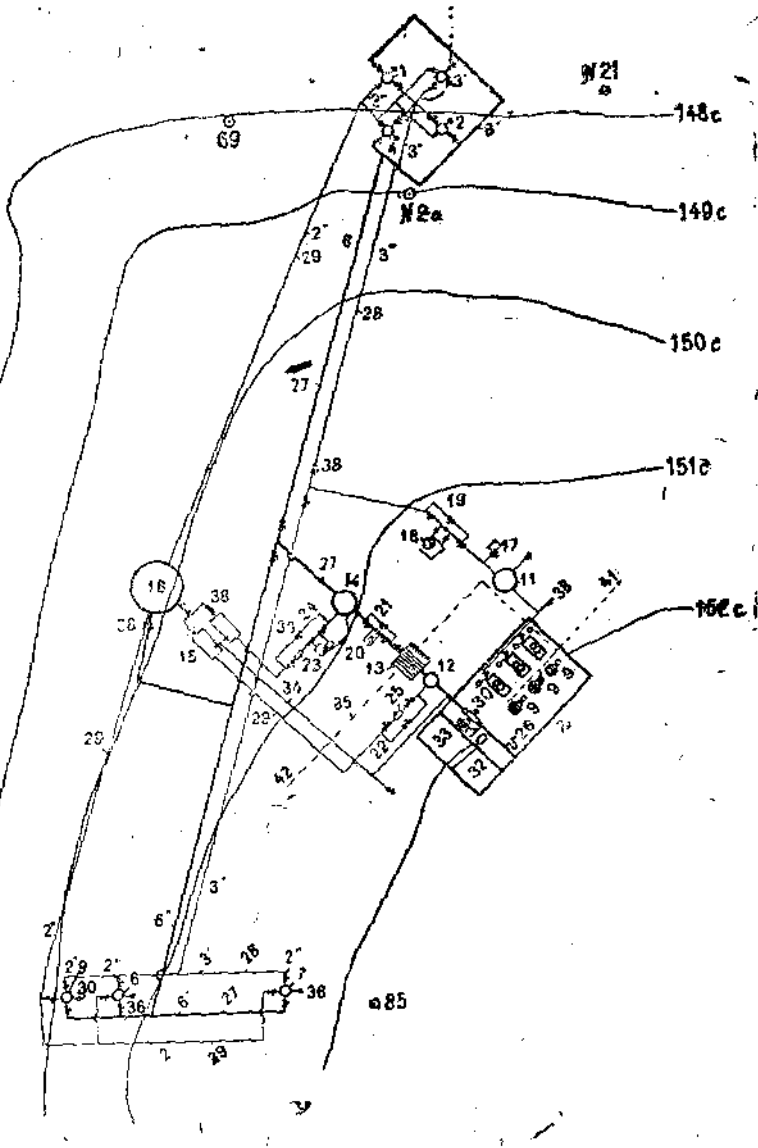
150с

151с

152с

№43

№85



Фиг. 34. Монтажная схема опытной установки для подземной газификации на третьем отводе „Майнефть“

1 и 2 — эксплуатационные скважины; 3, 4 и 5 — зажигательные скважины; 6 — вспомогательная скважина; 7 — эксплуатационная скважина; 8 — компрессоры; 9 — двигатели (моторы) к компрессору; 10 — эксгаустер с электромотором; 11 — воздушосушитель; 12 — скруббер; 13 — холодильник на 20 м²; 14 — трап; 15 — горизонтальные мерники; 16 — мерник; 17 — предохранительный клапан; 18 — счетчик „Фоксборо“; 19 — обвязка для замера воздуха; 20 — счетчик для замера газа; 21 — обвязка для замера газа; 22 — обвязка для замера нефти; 23 — нефтеммер; 24 — обвязка для замера нефти; 25 — счетчик для конденсата; 26 — трубка Пито; 27 — 6-дюймовая (15,2-см) вакуумная линия; 28 — 3-дюймовая (7,6-см) воздушная линия; 29 — 2-дюймовая (5 см) нефтяные линии; 30 — манометры; 31 — машинное отделение; 32 — дежурная; 33 — лаборатория; 34 — 1-дюймовая (2,5-см) линия; 35 — водопроводная линия; 36 — вакуумметры; 37 — 6-дюймовые (15,2-см) задвижки; 38 — 3-дюймовые (7,6-см) задвижки; 39 — 2-дюймовые (5-см) задвижки и вентили; 40 — 1-дюймовые (2,5-см) вентили; 41 — к водопроводу; 42 — слив в канаву

Герм. способ добычи нефти.

отказываемся, руководствуясь желанием сосредоточить потоки воздуха и его выход в одном месте, избегая его рассеивания. Для выяснения оптимальных условий необходимо испытать несколько вариантов конструкции скважин и расположения забоя как в пласте тяжелой нефти, так в особенности в пласте *e*. Оценку варианта можно сделать хотя бы по двум практическим показателям: а) по количеству добытой нефти за весь период существования эксплуатационной скважины и б) по интенсивности выделения нефти из пласта (суточному дебиту), разумеется, при всех равных прочих условиях.

Конструкция скважин на горизонт Ширванских Колодцев крайне проста. В выбранном месте глубина залегания нефтеносного песка колеблется от 0,8 до 1,6 м. В целях унификации всего оборудования для опытов диаметр скважин—8" (20,3 см). Бурение будет вестись вручную одной колонной. В пласт предполагено углубиться всего на 2 м. В некоторых местах третьего отвода верхняя часть песка в пласте тяжелой нефти мощностью до 1 м иногда совершенно суха. Если такие условия встретятся в выбранном месте, то глубина скважин будет соответственно увеличена с таким расчетом, чтобы обнажить около 2 м песка хорошей насыщенности. Для устранения проникания в пласт почвенной воды извне, а также газов и нагнетаемого воздуха из пласта колонна 8 дюймовых (20,3-см) труб должна быть зацементирована на протяжении по крайней мере 0,81 м.

Бурение в глинах можно вести открытым буром с водой. Что же касается песков, то бурить в них необходимо открытым или закрытым буром и обязательно или сухим способом или лучше с небольшим количеством нефти, чтобы не заглинизировать стенок и не смочить их водой, что может вызвать излишние трудности при зажигании нефти в пласте.

Также обычны и просты конструкции скважин на горизонт *e*, отличающиеся от обычных эксплуатационных нефтяных лишь глубиной, до которой доводится башмак эксплуатационной колонны. В опытных конструкциях забой скважины располагается на 8 м ниже кровли нефтеносного пласта, т. е. приблизительно в середине толщи песка, мощность которого в выбранном месте достигает 16 м. Такое расположение забоев скважин исключает влияние воды на ход процесса при первых опытах.

Диаметр эксплуатационной колонны, как и в предыдущем случае, 8" (20,3 см). Тампонажная колонна 10" (25,4 см). Кондуктор 12-дюймовый (30-см). Нижние 8 м труб в скважинах эксплуатационной и вспомогательной представляют собой фильтры, устроенные по американскому типу „Коб“ методом, предложенным инж. Кэчком. Ширина отверстий $1\frac{1}{2}$ мм, высота 60—80 см. В последующих опытах размеры отверстий будут изменяться для нахождения оптимальных величин, соответствующих характеру песков залежи *e*. Последняя 8 дюймовая (2-см) колонна зажигающей скважины фильтрующих отверстий не имеет. Тампонажная колонна должна быть хорошо зацементирована 15—20 бочками цемента на высоте 2—3 м от нефтеносного песка во избежание проникания поверхностной воды, воздуха и продуктов горения.

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЕВ СКВАЖИН

Оборудование для всех скважин сделано 1) однотипным, чтобы каждую скважину можно было сразу превратить из зажигательной в эксплуатационную, и 2) негромоздким, простым и легко перемещаемым. Оборудование устья зажигательной скважины показано на фиг. 35.

Все головки герметизирующие скважины, имеют быстро открывающиеся крышки с винтовым замком и резиновым или асбестовым, в случае высокой температуры газов, уплотнением. Для зажигания пласта крышка должна быть снята и скважина засыпана смоченным легкой нефтью древесным углем на высоту около 1 м. После засыпки угля скважина закрывается и в нее некоторое время закачивается воздух, который оттесняет нефть, если таковая поступает в скважину. Для воспламенения угля будут испытаны различные методы: проволочная корзинка с накалимым углем, ракетка и др. Для забрасывания зажигательного снаряда в крышке устроено отверстие, закрываемое пробкой. Немедленно после опускания в скважину снаряда и закрытия пробки пускается в достаточном количестве воздух. Для быстрого создания в начале процесса сильного очага горения в скважину по тр бочке пускается легкая нефть из резервуара, построенного по типу лубризатора (см. фиг. 35). Оборудование устья эксплуатационной скважины (см. фиг. 36) отличается лишь сменной крышкой, имеющей конический сальник для уплотнения колонны насосных труб. Сальник устроен по типу обычных шефферовских сальников. Для превращения эксплуатационной скважины в зажигательную нужно извлечь трубы, заменить крышку, присоединить лубризатор и поставить манометр.

Вспомогательная скважина снабжена двумя взаимно заменяемыми крышками и, следовательно, может быть и эксплуатационной и зажигательной. Каждая головка имеет по два патрубка: один, соединенный с вакуумной линией, другой — с нагнетательной для воздуха. Следовательно, из каждой скважины можно отсасывать пары и подавать в нее воздух под давлением.

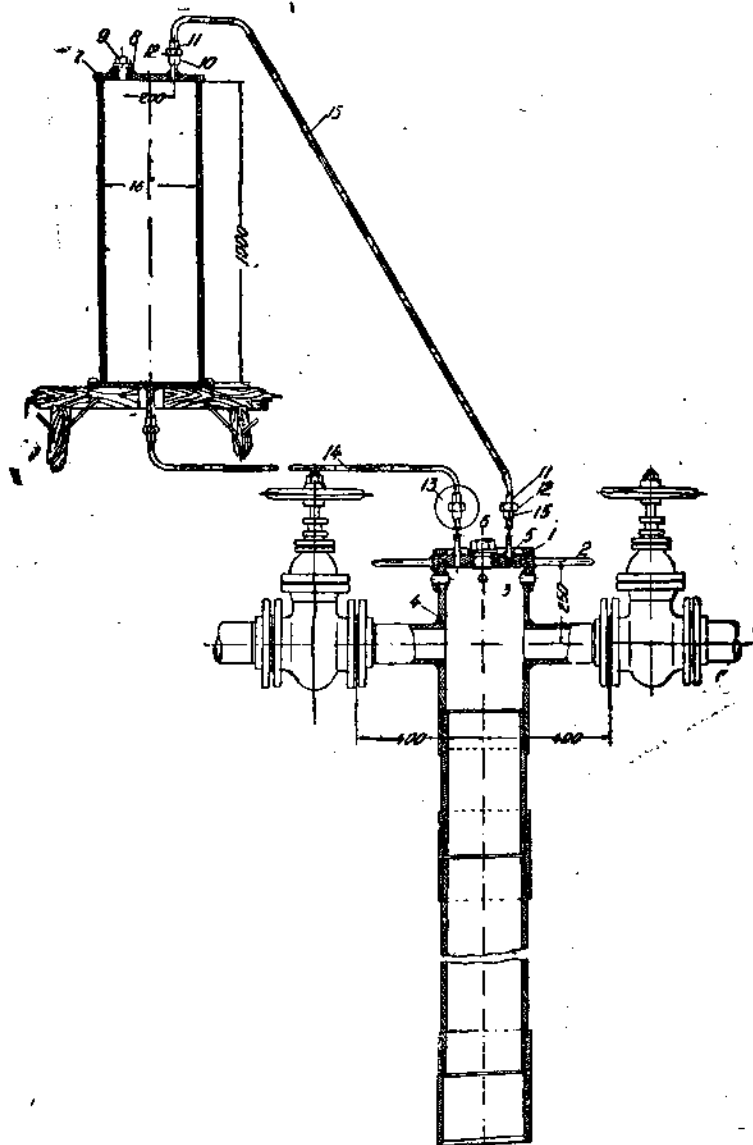
РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ И СКОРОСТИ ТЕЧЕНИЯ ПРОЦЕССА

Регулирование направления процесса особенно важно в истощенных частях пласта *e*, вскрытого многими скважинами, плохо затрамбованными при ликвидации и могущими служить причиной рассеивания и потерь воздуха, а также беспорядочного распределения зон горения.

Регулирования скорости горения можно достигнуть повышением количества подаваемого воздуха или, что то же, скорости протекания воздуха по пласту, а следовательно, повышением давления в зажигательной скважине. Однако регулирование скорости только повышением давления имеет и свои отрицательные стороны: чем большее давление поддерживается в скважине,

тем большее количество воздуха будет поступать в пласт. Избыток давления может стать источником больших потерь воздуха.

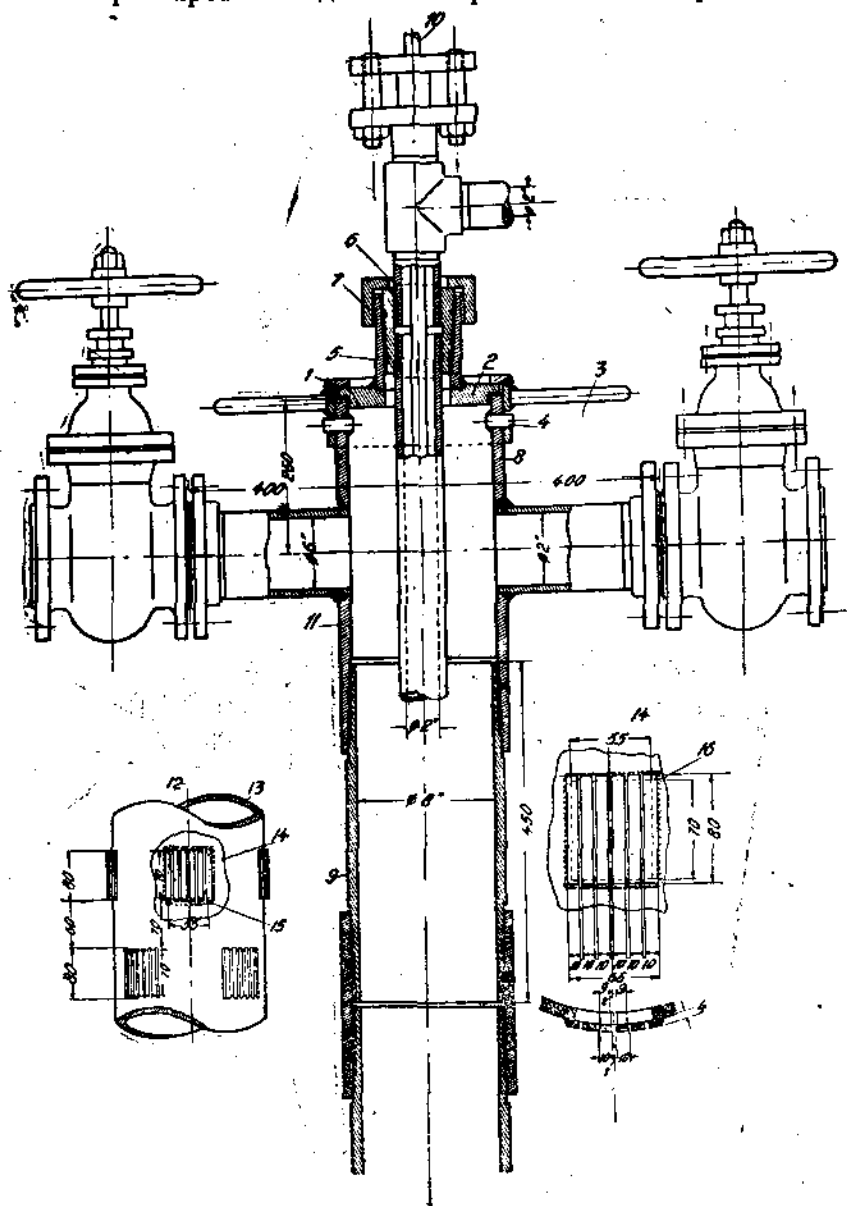
Одним из наиболее эффективных методов регулирования направления и скорости течения процесса является создание разряжения в эксплуатационных скважинах.



Фиг. 35. Оборудование устья воздушной скважины

1 — нажимное кольцо; 2 — ручка; 3 — штифт; 4 — крестовина; 5 — крышка; 6 — пробка; 7 — бачок; 8 — крышка; 9 — пробка; 10, 11, 12, 13 соединительные гайки; 14 — медная труба диаметром $\frac{8}{10}$ мм; 15 — медная труба диаметром $\frac{8}{10}$ мм.

ЖИМЕЯ сравнительно небольшое давление в воздушной скважине и достаточное разрежение в эксплуатационной, можно вполне гарантировать заданное направление зоны горения и избе-



Ф и г. 36. Оборудование устья эксплуатационной скважины

1 — нажимное кольцо; 2 — крышки; 3 — ручка; 4 — штифт; 5 — седло; 6 — конус; 7 — гайка; 8 — крестовина; 9 — патрубок; 10 — полированный шток; 12 — стрейнер, ная часть колонны; 13 — обсадная труба диаметром 8 дюймов (20,3 см); 14 — деталь стрейнера; 15 — по окр. четыре окна 70×54.

жать рассеивания воздуха. Изменением разряжения в эксплуатационной скважине легко повысить скорость движения воздуха к ней и вместе с тем повысить скорость отдачи нефти из пласта. Повышая скорость отдачи пластом жидкости и газа, создавая желательное направление зоны горения, повышая скорость протекания необходимого объема воздуха к месту горения, разряжение, несомненно, повысит скорость течения процесса, даст возможность увеличить расстояние между скважинами и тем самым уменьшит капиталовложения.

Руководствуясь приведенными соображениями, вакуум-насос включен в первые опытные установки для определения количественных показателей его влияния.

7

ОТБОР ПРОДУКТОВ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Опытами, произведенными в лаборатории ГИНИ, установлено, что в эксплуатационную скважину при развитии процесса горения в пласте до некоторого предела начинает поступать сначала нефть вместе с продуктами горения, имеющими низкую температуру. По мере приближения зоны горения к эксплуатационной скважине температура газов повышается, и вместе с газами в скважину поступают продукты перегонки крекинга, возможно, пиролиза в газообразном состоянии.

Видимо, под влиянием высокой температуры поверхностное натяжение в пленках, окружающих песчаники, сильно уменьшается, пленки лопаются, нефть собирается в мельчайшие капельки, которые вместе со струей воздуха проходят по капиллярам к забою эксплуатационной скважины, а затем выносятся этой же струей в наклонно поставленную трубу. Часть нефти, ударяясь о стенки, оседает на них и стекает в сборник нефти, другая часть в виде капелек уносится в воздух. То же явление, очевидно, будет иметь место и в опытных установках на промысле, с тем лишь различием, что при подъеме вертикально вверх большая часть капелек будет оседать на стенках эксплуатационной колонны и стекать обратно в скважину. Небольшая часть нефти будет выноситься с газами и парами. Для откачки нефти, собирающейся на забое опытной эксплуатационной скважины, запроектирована установка глубокого насоса. Для сбора нефти, которая будет выноситься газами и парами, устанавливаются автоматически действующие трапы, из которых отделившаяся нефть пойдет в мерник, а газы и пары пройдут через холодильник и скруббер для отделения конденсата.

ГЛАВА XV

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

1. ВЫБОР МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ПЕРВЫХ ОПЫТОВ ПО ТЕРМИЧЕСКОМУ СПОСОБУ ЭКСПЛУАТАЦИИ

М. М. Чарьгин.

Экспериментальные работы по термическому методу эксплуатации нефтяных пластов, проведенные на лабораторных уста-

новках в ГИНИ, полностью подтвердили идею А. Б. Шейнмана, положенную в основу метода.

Одновременно с постановкой экспериментальных лабораторных работ по термическому методу эксплуатации мы поставили перед собой задачу выбрать месторождение нефти в пределах нашего Союза, на котором можно было бы в настоящих природных условиях поставить соответствующие опыты.

Особенно актуальным этот вопрос стал после положительных результатов лабораторных опытов.

Учитывая то обстоятельство, что нельзя чисто механическим путем переносить выводы, полученные в условиях лабораторной обстановки, в естественные условия нефтяного месторождения, мы постарались среди многочисленных месторождений нашего Союза остановиться на таком, которое возможно ближе подходило бы к условиям наших лабораторных опытов. Выбрав такое месторождение, мы предполагаем в дальнейшем, постепенно условия внешней обстановки естественного месторождения, переходить к другим типам нефтяных месторождений. Мы уверены в том, что данный способ может быть применен в условиях любого месторождения нефти.

При выборе месторождения для постановки первых опытов мы руководились, конечно, и возможностями лучшего и наиболее легкого освоения месторождения в смысле удаленности от необходимой для работ материальной базы (транспорт, оборудование, материалы, рабсила и т. д.). Указанное второе соображение заставило нас производить выбор месторождения из числа лишь тех, в которых производится или производилась эксплуатация нефти, т. е. тех, где имеется соответствующее промышленное хозяйство.

Какие же другие требования мы предъявляем к избираемому для опытов месторождению?

1. Месторождение должно быть хорошо изученным с точки зрения его геологического строения и, по возможности, представлять собой залежь линзообразного характера.

Производить опыты на месторождении, геологическое строение которого неясно или не вполне выяснено, было бы абсолютно нецелесообразно, так как опыт в таких условиях почти наверняка не будет удачным, а если и будет удачным, то полученный эффект не может быть представлен в числовых выражениях. Весьма желательно месторождение в виде замкнутой линзы, размеры и форма которой нам точно известны. В этом случае линзу можно отождествить с трубой в наших лабораторных опытах. Одновременно с опытами в пределах линзы, можно поставить для сравнения и опыты в пределах пластовой залежи, геологическое строение которой точно выяснено.

2. Нефтедержащей породой должен быть песок и, по возможности, не тонкозернистый.

Наши лабораторные опыты проводились с юрским песком. Лабораторные опыты с цементированной пористой породой нами не производились. Нам представляется, что процесс в условиях песчанников пойдет несколько иначе, чем в песках, а потому целе-

собразнее испытать метод в естественных условиях сперва на песках, а затем уже перейти к песчаникам, конгломератам, брекчиевидным породам, пористым известнякам и т. д., постепенно усложняя обстановку опыта.

Применение первого опыта к грубозернистым, крупнозернистым, среднезернистым, мелкозернистым, а не к тонкозернистым или глинистым и прочим пескам диктуется необходимостью иметь для опыта хорошо проницаемую для нефти, газов и воздуха среду

3. Пески не должны быть обводненными. Наши лабораторные опыты велись с песками, заключающими в себе только нефть и не содержащими воду. Не имея пока ясного и четкого представления, что будет происходить при термическом методе в нефтесодержащем песке, содержащем кроме нефти и воду, мы не можем в естественные условия опыта вводить сразу и воду, которая может до некоторой степени усложнить ход процесса. Не считая воду как фактор, исключающий возможность применения термического метода, мы все же стремимся для первых опытов в природной обстановке избрать такие места, которые не заключали бы в себе воды. В дальнейшем мы будем умышленно ставить опыты на обводненных участках, так как считаем, что в нашем методе вода, возможно, явится благоприятным фактором для добычи нефти. Вода, обращаясь в пар, будет создавать дополнительное давление, необходимое для вытеснения нефти из пласта, залежи и т. д.

4. Нефть в месторождении, по возможности, должна быть мало удельного веса с большим количеством легких газообразных углеводородов.

Нам представляется, что термический процесс пойдет лучше в том месторождении, где нефть легче и скорее под влиянием повышения температуры будет превращаться в газообразные продукты, которые, в основном, и являются движущей силой, выталкивающей нефть из пласта или залежи.

В дальнейшем опыты должны быть применены и к месторождениям с тяжелой нефтью.

5. Нефтеносные пески должны залегать на возможно меньшей глубине и, самое лучшее, на такой глубине, которая давала бы возможность после проведения опыта вскрыть пласт или залежь для целей наблюдения за путями, характером того процесса и тех изменений, которые произошли в пределах песка в недрах во время опыта.

В условиях невозможности вскрыть пласт или залежь все же глубина залегания пласта или залежи должна быть минимальной, так как процесс зажигания нефти в недрах безусловно усложняется с увеличением глубины. Опыты, конечно, надо начинать с более мелких глубин. Кроме того, с меньшими глубинами связаны и значительно меньшие затраты на опыт.

6. Первые опыты должны вестись на месторождении, „брошенном“ с точки зрения применимости известных до сих пор методов эксплуатации, кроме шахтного. Это требование к выбору месторождения мотивируется тем, что в случае неудачи опытов

мы не испортим месторождения и тем самым не нанесем ущерба, хотя бы части естественных ресурсов нефти в нашей стране. Приведенное требование ни в коей мере нельзя рассматривать как нашу неуверенность в успехе нового метода. Оно диктуется элементами разумной осторожности, необходимой в каждом новом крупном начинании, детали которого еще не вполне выяснены.

Идея термического метода в основном, безусловно верна, практическое же осуществление ее, конечно, потребует ряда исканий, выбора путей и т. д. и т. д. и, вполне естественно, что первые опыты могут быть и не вполне удовлетворительными; отсюда ясно, что опыты надо ставить на брошенных месторождениях.

Гот шесть основных требований, которым должно удовлетворить избранное нами месторождение.

Избрать такое месторождение, которое удовлетворило бы в равной степени все шесть перечисленных требований, довольно трудно. В наибольшей степени этим требованиям удовлетворяет Нефтяно-Ширванское месторождение, а в пределах его — рукавообразная залежь *e*, развитая на бывшем третьем его отводе.

Апшеронский или Нефтяно-Ширванский нефтеносный район расположен в 59 км к юго западу от гор. Майкопа и в 12 км к юго западу от станции Апшеронской, между станциями Апшеронской и Нефтяной.

Нефть в этом месторождении приурочена к майкопской свите. Здесь установлены четыре нефтеносных горизонта. Верхний горизонт Нефтянских Колодцев не получил промышленного развития, второй — горизонт Ширванских Колодцев — имеет промышленное значение и разрабатывается только в восточной части месторождения, хотя и распространен в пределах всего месторождения.

Препятствием к более широкой разработке этого горизонта является трудность изоляции водоносного горизонта, отделенного от нефтеносного лишь тонким прослоем глины. Удельный вес нефти 0,940.

Третьим горизонтом является залежь *C*, в юго восточной части месторождения, содержащая по преимуществу углекислую воду.

К северо-западу эта залежь становится газоносной. По мере дальнейшего продвижения на северо-запад залежь *c* становится более насыщенной нефтью и в конце концов становится чрезвычайно богатой ею. В настоящее время залежь *c* есть основной эксплуатационный горизонт Нефтяно-Ширванского района.

Ширина залежи к северо-западу увеличивается и достигает 1,5 км. В том же направлении увеличивается и мощность залежи. Удельный вес нефти 0,830.

Четвертым горизонтом, залегающим примерно на 40 м ниже, является залежь *e*.

Она представляет собой толщу песчаных отложений, расположенных в русле рукавообразного углубления, образовавшегося, в результате размыва текучими водами поверхности фораминиферовых слоев, образующих подошву Нефтяно-Ширванского месторождения и несогласно перекрытых майкопской свитой.

На дне рукава песчаные отложения залегают в виде толщ,

которым и приурочены скопления нефти. Залежь имеет направление с юго-востока на северо-запад и прослежена на расстоянии свыше 7 км. Ширина залежи в юго-восточной ее части около 200 м. В северной части залежь, по видимому, расширяется. Удельный вес нефти 0,820—0,840.

Рукавообразная залежь в пределах бывшего третьего отвода Нефтяно-Ширванского месторождения полностью удовлетворяет первому, второму, четвертому и шестому требованиям, изложенным выше.

Что касается третьего требования, относящегося к обводненности залежи, то здесь, в пределах третьего отвода, можно выбрать участки залежи, не подвергшиеся обводнению, расположенные за контуром распространения залежи с.

Избранное месторождение не вполне удовлетворяет пятому требованию (глубина залежи). В пределах третьего отвода залежь залегает на глубине до 80—100 м.

Глубина такая, которая не дает возможности вскрыть залежь после проведения опыта. Для цели вскрытия залежи после опыта можно в пределах того же третьего отвода избрать горизонт Ширванских Колодцев, который выходит на поверхность, как указано на приложенной карте.

Ставить опыты только на горизонте Ширванских Колодцев нельзя, потому что этот горизонт не удовлетворяет целому ряду предъявленных нами к избираемому участку требований, как-то — требования третье и четвертое (обводненность и высокий удельный вес нефти).

Итак, первые опыты должны быть комбинированными. Часть опытов должна вестись на залежи *e*, а часть на горизонте Ширванских Колодцев.

2. СТРУКТУРНЫЕ КАРТЫ И ЗАПАСЫ НЕФТИ В ТРЕТЬЕМ ОТВОДЕ НЕФТЯНО-ШИРВАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М. М. Чарыгин, Б. Г. Коновалов и Е. Я. Старобинец

Для разрешения вопроса о выборе мест постановки опытов по термическому методу добычи нефти в пределах третьего отвода Нефтяно-Ширванского района нами составлены структурные карты кровли и подошвы горизонта Ширванских Колодцев и залежи *e*.

Избранный нами масштаб карт 1:1000 с сечением горизонталей через 2 м оказался вполне достаточным для наших целей. Топографической основой для структурных карт послужила карта, составленная Геологическим бюро Нефтяно-Ширванского района. С данной карты взяты границы участка, местоположение скважин и оттуда же взяты географические координаты сетки.

Рельеф карты, ввиду малой точности его, использован лишь в одном случае, который описан ниже. Отметки устьев скважин взяты из буровых журналов и работ 1912—1913 гг. акад. И. М. Губкина.

Пересчитанные таблицы отметок устьев скважин приведены на структурных картах горизонта Ширванских Колодцев.

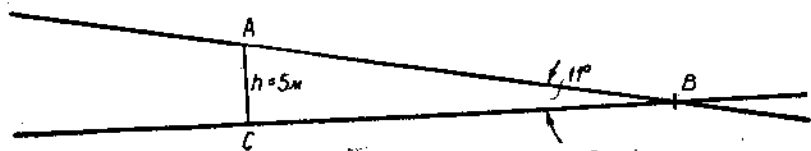
Основным геологическим материалом для наших работ явились разрезы скважин из буровых журналов и указанных выше работ И. М. Губкина.

На основании данного геологического материала пересчитаны и составлены 124 колонки буровых скважин в масштабе 1:200, на которых мы отбили кровли и подошвы интересующих нас горизонтов. При этом необходимо оговорить, что ряд скважин не использован нами при составлении карт в тех случаях, когда данные разрезов буровых журналов вызывали у нас те или иные сомнения в их достоверности.

Глубины залегания горизонтов в использованных для составления карт скважинах также приведены в таблицах на структурных картах.

Для построения структурных карт взята условная плоскость, на которую И. М. Губкин проектировал поверхность размыва фораминиферовых слоев. Эта условная плоскость проведена по трем точкам в различных скважинах. Она проходит по кровле горизонта *b* (глинистого конгломерата), залегающего ниже подошвы горизонта Ширванских Колодцев.

Наклон данной плоскости принимается равным 11° и азимут падения равным 24° на северо-восток. Изогипсы этой плоскости изобразятся в плане рядом параллельных прямых, причем нулевая изогипса соответствует уровню Черного моря, и все положительные отметки дают высоты над уровнем моря. Сечение изогипс мы приняли равным 5 м. Расстояние между изогипсами в плане принятого нами масштаба будет равно 25,7 мм. Для пояснения изложенного приводим чертеж (фиг. 37).



Фиг. 37.

AB — условная плоскость,

CB — плоскость плана,

AC — высота сечения изогипс = 5 м,

$d = h \cdot \text{ctg } 11^\circ = 5 \times 5,145 = 25,7 \text{ м.}$

Проведение условной плоскости описанным способом облегчает пользование структурными картами, давая ряд преимуществ при построении последних, так как они, примерно, соответствуют моноклиальному залеганию пород месторождения. Кроме того, данная условная плоскость дает все те преимущества, которые изложены в неоднократно упоминавшихся работах И. М. Губкина. Таким образом, в качестве исходной плоскости нами избрана условная, приблизительно соответствующая моноклиальному падению всей серии третичных отложений в пределах Нефтяно-Ширванского месторождения.

В обычных структурных картах в качестве исходной плоскости выбирается горизонтальная плоскость (уровень моря или какая-либо плоскость с определенной высотной отметкой над или под уровнем моря). Такие плоскости удобны при построении

структурных карт пластов, сложенных в антиклинальные или синклинальные складки.

Если бы мы избрали в качестве исходной плоскости какую-либо горизонтальную, то не получили бы в результате составленных структурных карт отчетливого представления об особенностях ложа водного бассейна в эпоху отложения залежи *e* и горизонта Ширванских Колодцев и представления об их генезисе и деталях залегания этих толщ.

Избрав за основную указанную выше условную плоскость, мы вычислили глубины залегания кровли и подошвы горизонта Ширванских Колодцев и залежи *e* от условной плоскости (которая проходит ниже горизонта Ширванских Колодцев). Высотным значениям над условной плоскостью мы придаем знак минус под условной — знак плюс. Для скв. №№ 20, 23, М/1а и С¹ подошва горизонта Ширванских Колодцев встречена ниже условной плоскости. Таким образом, мы имеем только четыре отметки со знаком плюс, все остальные имеют знак минус. Соответственно «все отметки для залежи *e*», отнесенные к условной плоскости, будут положительными, так как плоскость проходит выше залежи. Имея отметки устьев скважин, колонки по скважинам и изогипсы условной плоскости, производим пересчеты по каждой скважине.

Пример.

Скважина Р/7

Отметка устья = 298,7 м над уровнем моря.

Отметка условной плоскости = 273,1 м над уровнем моря.

Глубина залегания горизонта Ширванских Колодцев = 15,20 м.

Мощность горизонта Ширванских Колодцев = 9,20 м.

Глубина залегания залежи *e* = 93,80 м.

Мощность *e* = 19,90 м.

Отметка кровли Ширванских Колодцев от уровня моря = 298,7 — 15,20 = 283,50 м

Отметка кровли Ширванских Колодцев от условной плоскости = 273,1 — 283,50 = 10,40 м

Отметка подошвы горизонта Ширванских Колодцев от условной плоскости = 10,40 + 9,20 = 1,20.

Аналогично для залежи *e* получаем:

Отметка кровли от условной плоскости = 298,7 — 93,8 = 204,9 м; 273,1 — 204,9 = 68,2 м.

Отметка подошвы от условной плоскости = 68,2 + 19,9 = 88,1 м.

По полученным отметкам производим интерполяцию между скважинами обычным приемом для кровли и подошвы каждого горизонта в отдельности

Сечение горизонталей принято равным 2 м. Горизонталю кровли и подошвы пластов представлены на одной карте, в отдельности — по горизонту Ширванских Колодцев и по залежи *e*. Это дает то преимущество, что сразу можно определить мощности горизонтов в любой точке, вычитая отметку подошвы пласта из отметки кровли его. Полученные таким образом мощности не являются истинными, так как отсчет горизонталей кровли и подошвы идет от наклонной под углом 11° условной плоскости, поэтому для получения истинной мощности необходимо указанную разность отсчетов умножить на $\cos 11^\circ = 0,98$. Вторым преимущ-

ществом изображения кровли и подошвы пласта на одной карте является получающаяся наглядность в изменениях мощностей, выклиниваниях и раздуваниях последнего в пределах третьего отвода.

Полученные карты дают возможность сделать выводы о характере бассейна, в котором отлагались осадки горизонта Ширванских Колодцев и залежи *e* (см. фиг. 39 и 40).

Прежде чем описать поверхности (рельеф), полученные на структурных картах, необходимо остановиться на построении выхода кровли горизонта Ширванских Колодцев на дневную поверхность. Этот выход построен графическим путем ввиду невозможности обычного геологического картирования выхода вследствие снежных заносов, имевших место при посещении района в январе с. г.

Данный выход является естественной границей распространения горизонта Ширванских Колодцев на третьем отводе во всей его мощности.

Граница распространения горизонта нам необходима для постановки опытных работ. Метод построения выхода сводится к следующему.

Карта залежи *e*, составленная геологическим бюро Нефтяно-Ширванского района, несет на себе горизонтали поверхности с сечением через 5 м. Эти горизонтали пересекаются с прямыми линиями изогипс условной плоскости в некоторых точках. Предположим, что изогипса условной плоскости +300 пересекает 280 горизонталь земной поверхности, следовательно рельеф поверхности в данной точке имеет превышение над условной плоскостью, равное 20 м. Находя ряд пересечений, получаем ряд отметок, характеризующих рельеф земной поверхности, отнесенный к условной плоскости; интерполируя эти отметки, получаем горизонтали рельефа. В свою очередь горизонтали кровли горизонта Ширванских Колодцев отсчитаны также от условной плоскости. Ясно, что пересечения одноименных горизонталей дадут точки выхода кровли пласта на земную поверхность; соединив эти точки, получаем линию выхода пласта. Этот метод не может претендовать на высокую точность, так как карта рельефа земной поверхности составлена довольно неточно.

На карте для залежи *e* нами проведен контур водоносности, причем граница его получена по ряду скважин, обводненных в процессе эксплуатации, что выяснено на основании данных буровых журналов и эксплуатации. Водоносность залежи *e* можно объяснить тем, что залежь *c*, залегающая в восточной и северо-восточной частях третьего отвода, является водоносной, и вполне вероятно, что вода из этого пласта обводняет залежь *e*, расположенную вниз по падению пласта. Мы приняли западной границей обводненной части залежи *e* соответствующую границу залежи *c* в пределах третьего отвода.

После изложения метода построения карт переходим к описанию полученного по каждой карте рельефа. Рассматривая карту кровли горизонта Ширванских Колодцев, наблюдаем, что она представляет довольно сложную поверхность, расчлененную рядом

выпуклостей и впадин, дающих скаты различной крутизны и беспорядочного направления.

Наибольшие отметки рельефа, отсчитанные от условной плоскости, не превышают 22 м (скв. № 27), и наиболее пониженные части рельефа, расположенные в юго-юго-западной части третьего отвода, дают отметки 5 м (скв. № 45) над условной плоскостью.

К югу и юго-востоку от скв. № 45, повидимому, происходит дальнейшее понижение рельефа, и глубины кровли в скв. №№ 09 и 49 уже дают описываемую кровлю пласта под условной плоскостью. Таким образом, амплитуда высот рельефа, отсчитанного от условной плоскости, колеблется в пределах 17 м, что дает действительную амплитуду рельефа, равную $17 \cdot \cos 11^\circ$ или 16,7 м. Таков предел превышений на карте кровли горизонта Ширванских Колодцев.

Обращаясь к карте подошвы горизонта Ширванских Колодцев, мы видим, что изменение рельефа этой поверхности в общих чертах сходно с изменением поверхности кровли. Примерно такие же понижения в южной части участка и повышения в центральной части близ скв. № 27. Амплитуда рельефа такова же на карте кровли горизонта.

Наибольшая амплитуда рельефа здесь составляет 21 м, считая от условной плоскости.

Закономерности в расположении впадин, скатов и выпуклостей опять-таки отметить нельзя. Сравнивая обе описанные поверхности, можно заметить, что мощность пласта, как истинная, так и отсчитанная от условной плоскости, варьирует в пределах третьего отвода в незначительной степени, что вполне соответствует установленному мнению о пластовом залегании горизонта Ширванских Колодцев.

Сложность рельефа как кровли, так и подошвы пласта позволяет характеризовать осадки горизонта как мелководные, что вполне подтверждается материалами буровых журналов.

Несколько более сложный рельеф подошвы пласта заставляет предположить, что в геологический период времени отложения осадков горизонта шло сглаживание рельефа по направлению снизу вверх.

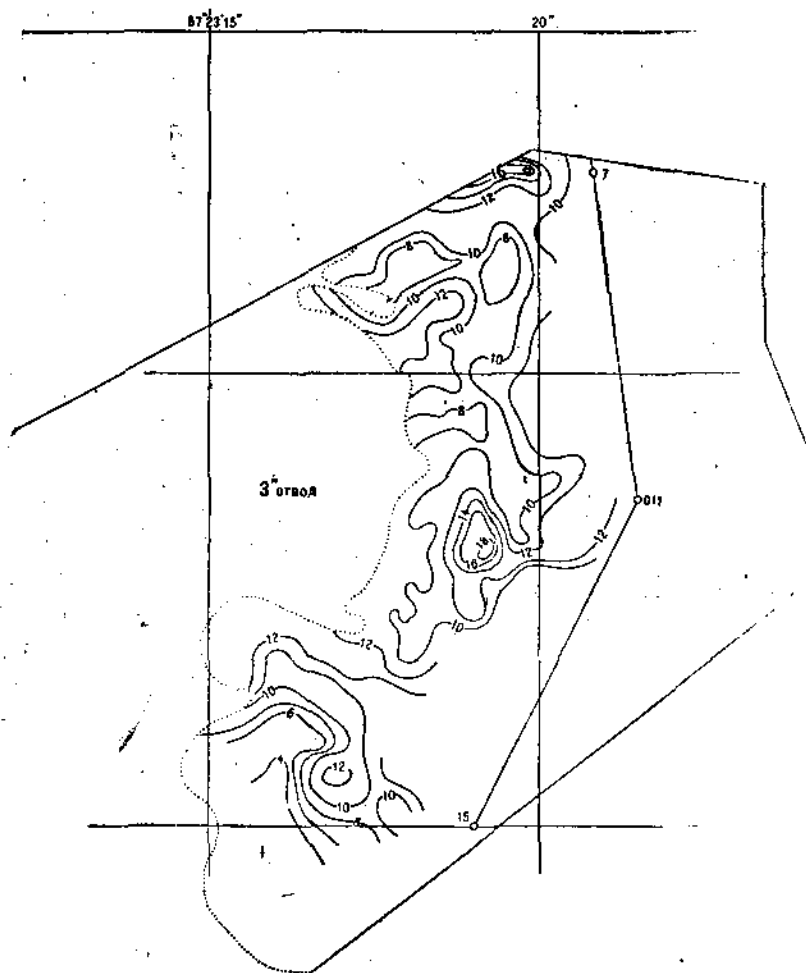
Как уже отмечалось, рельеф кровли и подошвы горизонта приведен на одной карте, что дает возможность получить сразу ряд отметок, в которых пласт имеет одну и ту же мощность, и составить карту одинаковых мощностей горизонта.

Произведя такую работу и разбив участок на ряд площадей, легко убедиться в том, что пласт уменьшает мощность по направлению к выходу и раздувается в восточном направлении. Чтобы произвести подсчет объема песка, берем участок, ограниченный на западе выходом пласта, на севере — границей участка, на востоке — прямыми линиями, проходящими через скважины №№ 07, 011 и 15 и за линией сетки координат, от скв. № 15 к выходу пласта, (см. фиг. 38).

Взяв этот участок для подсчета, получаем семь криволинейных фигур, мощность пласта внутри которых известна по карте одинаковых мощностей.

Площади фигур и мощностей не будут истинными, так как первые лежат на горизонтальной проекции, а пласт имеет падение, вторые же отсчитаны по вертикали от условной плоскости и поэтому не являются истинными.

Вместе с тем легко убедиться, что при подсчете объемов, когда перемножаем искаженные площади на искаженные же мощ-



Ф и г. 38. Изогипсы мощности горизонта Ширванских Колодез. Составили: М. М. Чарыгин, Б. Г. Коновалов и Е. Я. Старобинец

ности, получим истинные объемы, ввиду того, что искажение при проектировании площадей и мощностей зависит от $\cos \alpha$ угла наклона плоскости, а последние сокращаются при вычислении объемов.

Площадь истинная $P = \text{площадь проекции } P_1 \times \cos \alpha$
 Истинная мощность $h = \text{вертикальная мощность } h_1 \times \cos \alpha$
 Истинный объем $v = P_1 \times h_1$.

Измеряя планиметром площади фигур на плане и находя для каждой фигуры среднюю мощность, получим суммарный объем песка в очерченном выше участке равным 208 570 м³ при площади участка в 1,98 га. Данный объем будет весьма приближителен, но способ его вычисления явился единственно возможным для подсчета остаточных запасов нефти в пласте, который дан ниже. Другие более правильные и точные приемы подсчета употребить нельзя ввиду невозможности получения исчерпывающих материалов по эксплуатации горизонта Ширванских Колодцев на третьем отводе.

Переходим к объему песка в залежи *e* в пределах третьего отвода. Поверхность, изображенная на карте кровли залежи *e*, существенно разнится от полученных по горизонту Ширванских Колодцев.

Кровля залежи несет горизонталы, вытягивающиеся с юго-запада на северо-восток, вырисовывающие узкую полосу, погружающуюся в северо-восточном направлении.

У скв. №№ 25 и F поверхность дает впадины и возвышения у скв. № 17 и др. Горизонталы периферических частей кровли залежи как бы частично окаймляют эти выпуклости и впадины, создавая общее впечатление потока, идущего в направлении падения пластов.

Наибольшая амплитуда рельефа данной поверхности, считая от условной плоскости, равна 18 м. Что касается рельефа подошвы залежи *e*, то на нем еще более ясно вырисовывается падение залежи к северо-востоку, и впечатление потока еще более наглядно.

Налагая структурные карты кровли и подошвы друг на друга, получаем картину выклинивания залежи к востоку и западу, т. е. к ее периферическим частям.

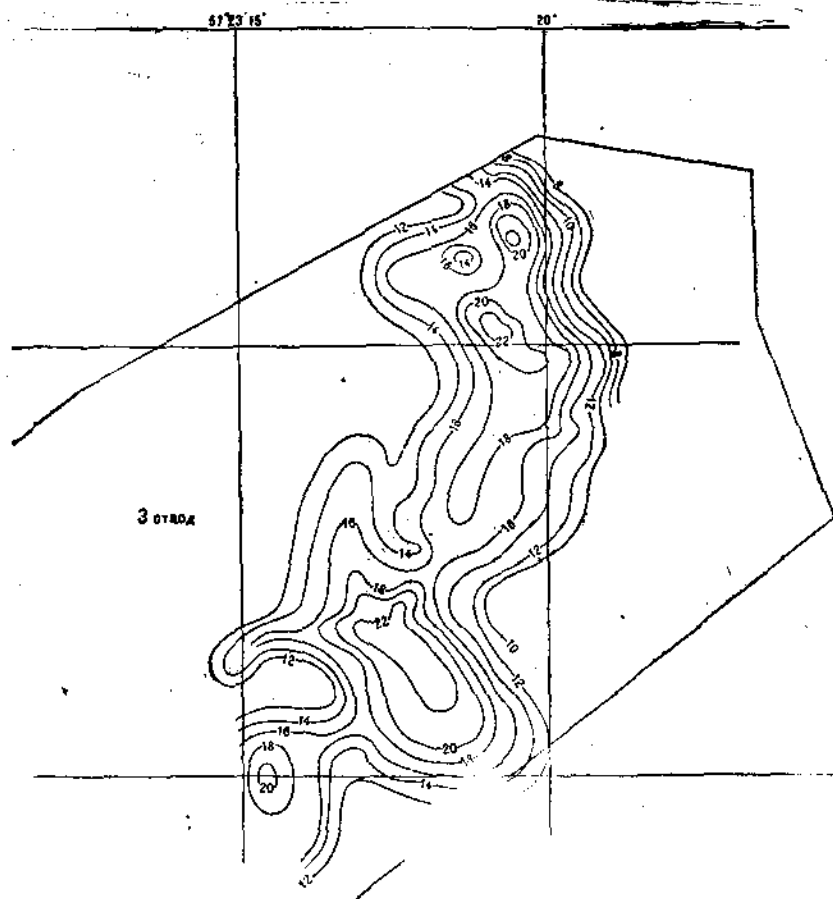
Данное заключение подтверждается материалами буровых журналов. Действительно, мощности залежи, отсчитанные от условной плоскости в скв. №№ 4; 05; 8 и 17, расположенных в западной части залежи на третьем отводе, соответственно равны 1,60; 2,3; 6,4 и 3 м.

Также скважины F, № 2/33 и M², расположенные в восточной части залежи на третьем отводе, прошли залежь и дают мощности ее, отсчитанные от условной плоскости, равными соответственно 4,5; 6,7; 5,8 и 7,31 м. В центральной части участка мощность залежи *e*, пройденная скважинами, доходит до 20 м истинной мощности, которая уменьшается к западу и востоку.

Полученные данные подтверждают выводы И. М. Губкина, высказанные им в 1913 г. относительно залежи *e* как отложенной в рукаве размыва существовавшей некогда реки. Возможность другого объяснения происхождения залежи *e* на основании полученных нами карт представляется мало вероятной. Тем же приемом, что и для горизонта Ширванских Колодцев, построена карта равных мощностей залежи *e* на третьем отводе (см. фиг. 38а).

Поскольку залежь представляет линзу, крайние границы распространения которой на восток и запад мы знаем весьма приблизительно, постольку вычислить весь объем песка не удалось.

Участок для подсчета в северной части охватывается границей отвода и в остальных местах — изолинией, дающей мощность залежи в 12 м.

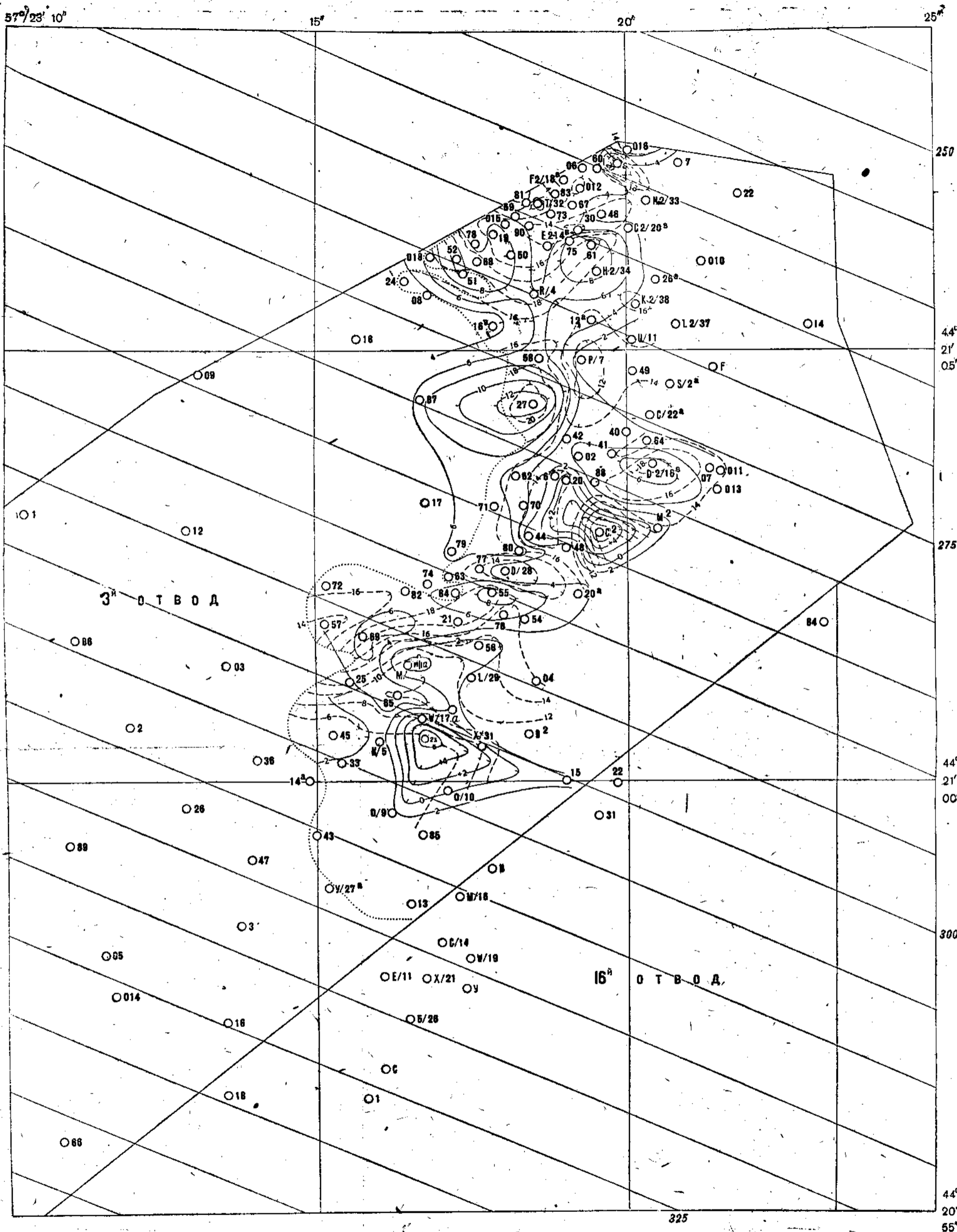


Фиг. 38а. Изогипсы мощности залежи *e*. Составили: М. М. Чарыгин, Б. Г. Конавалов и Е. Я. Старобинцев

Вычисляя планиметром площади и находя соответствующие геометрические объемы, получим суммарный объем $312,552 \text{ м}^3$, площади, охватываемой 12-й изолинией, равной 2,02 га.

Данное вычисление весьма приблизительно и представляет, как указано выше, только часть объема линзы *e* на третьем отводе.

Для получения полного объема линзы данную цифру придется значительно увеличить. Невозможность точного суждения об изменениях мощностей залежи к западу и востоку заставляет ограничиться указанным ее распространением. Итак, в пределах третьего отвода, избранного нами для проведения первых опы-

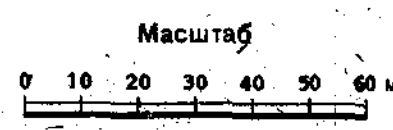
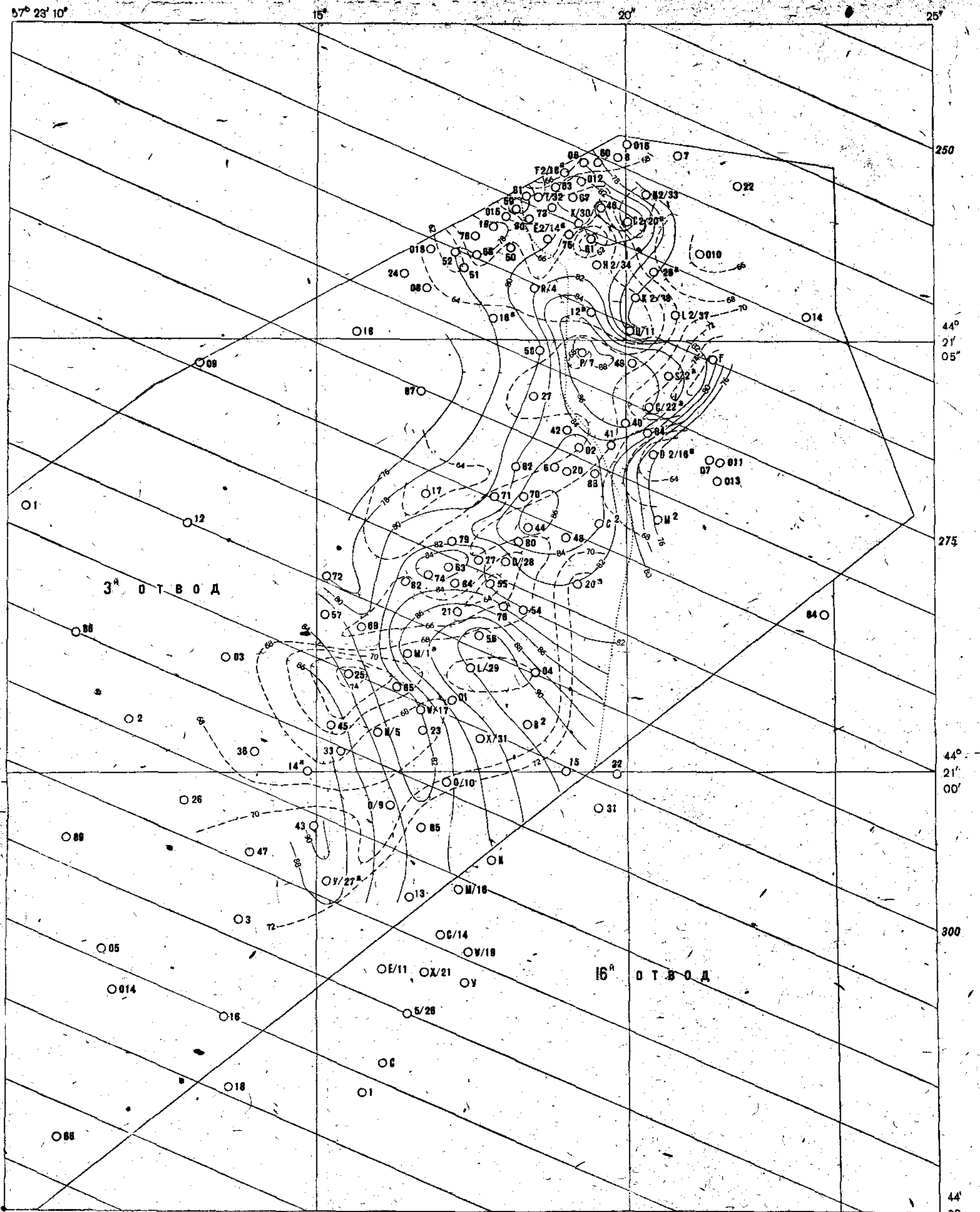


Масштаб
0 10 20 30 40 50 60 м

Горизонтали кровли пласта
Горизонтали подошвы пласта
Выход кровли пласта на поверхность

Ф и г. 39. Структурная карта по кровле и подошве горизонта Ширванских Колодез. Нефтяно-Ширванского месторождения. Горизонтали кровли и подошвы через 2 м под условной плоскостью. Горизонтали условной плоскости через 5 м над уровнем Черного моря

Терм. способ добычи нефти.



- - - - - Горизонталы кровли залежи
 ~~~~~ Горизонталы подошвы залежи  
 ..... Контур водоносности залежи

Фиг. 40. Структурная карта по кровле и подошве залежи в Нефтяно-Ширванского месторождения. Горизонталы кровли и подошвы через 2 м под условной плоскостью. Горизонталы условной плоскости через 5 м над уровнем Черного моря. Составили: М. М. Чарыгин, Б. Г. Коновалов и Е. Я. Старбинед

тов по термическому методу эксплуатации, мы имеем в пределах горизонта Ширванских Колодцев 208 570 м<sup>3</sup> песка, а в пределах залежи *e* 312 552 м<sup>3</sup>. Спрашивается, какое количество нефти можно извлечь из того и другого горизонта?

Для наших рассуждений примем объемный метод подсчета запасов:

$$x = v \cdot a \cdot \beta \cdot \gamma \cdot d,$$

где

$x$  — запасы нефти, в  $t$ ,

$v$  — объем песка,

$a$  — коэффициент пористости,

$\beta$  — коэффициент насыщения,

$\gamma$  — коэффициент отдачи,

$d$  — удельный вес нефти.

Для горизонта Ширванских Колодцев в пределах третьего отвода имеем:

$$v = 208\,570 \text{ м}^3.$$

$a$  — можно принять равным 0,35 (ориентировочно).

$\beta$  — " " " 0,50

$\gamma$  — " " " 0,90

$d = 0,940$ .

Подставляя в формулу приведенные значения, получим:

$$x = 208\,570 \times 0,35 \times 0,50 \times 0,90 \times 0,940 = 30\,879 \text{ т нефти.}$$

Для залежи *e* в пределах третьего отвода имеем:

$$v = 312\,552 \text{ м}^3.$$

$a$  — можно принять равным 0,30 (ориентировочно)

$\beta$  — " " " 0,67

$\gamma$  — " " " 0,95

$d = 0,840$ .

Подставляя в формулу приведенные значения, получим:

$$x = 312\,552 \times 0,30 \times 0,67 \times 0,95 \times 0,840 = 50\,131 \text{ т нефти.}$$

В конечном итоге, в пределах третьего отвода мы имеем еще запасы нефти, которые не могут быть добыты известными нам методами эксплуатации, но могут быть добыты термическим методом: свыше 30 000 т тяжелой нефти и свыше 50 000 т легкой нефти, а всего свыше 80 000 т нефти.

Приложение.

1. Структурная карта по кровле и подошве горизонта Ширванских Колодцев (фиг. 39).

2. Структурная карта по кровле и подошве залежи *e* (фиг. 40).

**ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕРМИЧЕСКОГО МЕТОДА ЭКСПЛУАТАЦИИ И НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГИИ**

(М. М. Чарыгин)

После испытания метода в пределах Нефтяно-Ширванского месторождения нам представляется необходимым перенести опыты

в Старогрозненский район, в центральную его часть для эксплуатации так называемых верхних „водяных“ спаниодонтелловых песчаников, частично выходящих на поверхность в Мамакаевской балке.

В случае удачного применения термического метода в Нефтяно-Ширванском и Старогрозненском районах можно будет в основном считать метод себя оправдавшим. В последнем случае его можно будет рекомендовать для добычи всей остаточной нефти во всех месторождениях Союза.

Какие научно-исследовательские проблемы геологического порядка встают перед нами в связи с новым термическим методом эксплуатации нефтяных пластов и залежей, требующие скорейшего разрешения?

Основной проблемой является выработка системы эксплуатации месторождения термическим методом.

Эта проблема должна быть разбита на целый ряд отдельных тем, предусматривающих различные типы месторождений с точки зрения их структуры — с одной стороны, и предусматривающих различные типы литологического состава пород, содержащих нефть, — с другой.

Второй обширной проблемой является изучение влияния температуры на проницаемость различных нефтей, газов и воздуха через различные горные породы.

Эта проблема соответственно разбивается на ряд отдельных тем, как-то: „проницаемость нефти, газов и воздуха через пески, песчаники, известняки, доломиты и т. д.“.

Третьей проблемой является „термический способ эксплуатации пласта или залежей нефти, содержащих воду“.

Четвертой проблемой можно выдвинуть „влияние температур на силы сцепления между нефтью, водой, газами, воздухом — с одной стороны, и частицами горных пород — с другой“.

Пятой проблемой является „влияние температур на отдачу нефти глинами“. Как известно, мы имеем во всех нефтеносных районах целые пачки глин, содержащих в себе колоссальные запасы нефти, ничуть не меньшие, чем в крупнопористых породах (пески, песчаники и т. д.).

Весьма вероятно, что новый метод даст нам возможность извлекать нефть из этих глинистых пород.

Вот те основные, главные проблемы, которые ставит термический метод эксплуатации нефтяных залежей перед научно-исследовательскими работниками нашей страны.

В разрешении этих проблем должны принять участие геологи, физики, химики, механики, математики и экономисты.

Совместная работа большого коллектива работников разных областей знания послужит гарантией в успешном разрешении всех выдвинутых выше проблем. Их текущая работа выдвинет еще ряд других проблем, не вошедших в упомянутые.

Спрашивается, имеет ли смысл заниматься разрешением этих проблем? — Да, смысл есть и смысл великий. Стоит лишь вспомнить, что в недрах заброшенных эксплуатацией нефтяных пластов осталось нефти больше, чем добыто из них, в два и более раза.

За все время эксплуатации добыто (в млн. т):

|                                             |     |
|---------------------------------------------|-----|
| В Ленинском районе Апшерона свыше . . . . . | 210 |
| • Биби-Эйбате . . . . .                     | 62  |
| • Сураханах . . . . .                       | 83  |
| • Бинагадах . . . . .                       | 7   |
| • На о. им. Артема . . . . .                | 2   |

Итого 314 млн. т.

|                                     |            |
|-------------------------------------|------------|
| В Старогрозненском районе . . . . . | 29 млн. т. |
| • Новогрозненском . . . . .         | 39 . . .   |

Итого 68 млн. т.

Таким образом, в двух основных нефтеносных районах нашего Союза добыто за все время предшествующей (Баку, Грозный) эксплуатации свыше 382 млн. т (314 + 68 млн. т). В недрах же этих месторождений осталось нефти более чем в два раза, т. е. более чем  $382 \text{ млн. т} \times 2 = 764 \text{ млн. т}$ .

Если мы обратимся к цифрам запасов нефти в этих районах, окажется, что в бакинских районах подготовленных, разведочных и предполагаемых запасов около 400 млн. т, а в грозненских — около 30 млн. т.

На разведку и эксплуатацию этих 430 млн. т (400 + 30 млн. т) сосредоточены все известные до сих пор методы разведки и эксплуатации. Эти методы эксплуатации в лучшем случае могут извлечь из недр около одной трети содержащейся в них нефти.

В случае успешного применения термического метода эти запасы в 430 млн. т увеличатся в три раза, т. е. достигнут не 430 млн. т, как указано выше, а  $430 \times 3 = 1290 \text{ млн. т} + 764 \text{ млн. т.} = 2054 \text{ млн. т}$ .

Последняя цифра весьма красноречиво говорит за себя и не требует комментариев.

Извлечь из недр 2054 млн. т нефти вместо 430 млн. т — задача, над которой стоит поработать и подумать, ради которой можно и рисковать.

*Вперед, на штурм нефтяных недр! Ни одной капли оставленной в недрах нефти! Вся нефть, имеющаяся в недрах, вся без остатка — на службу социалистическому строительству великой Страны Советов.*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *И. М. Губкин*.—Учение о нефти. Гос. научно-технич. нефтяное изд-во, 1932 г.
2. *А. В. Ажброс*.—Подземные условия нефтяных месторождений. Перевод с англ. *К. П. Калицкого*, 1923 г.
3. *Л. С. Юрен*.—Принципы дренирования нефти из пластов. Гос. научно-технич. нефтяное изд-во, 1933 г.
4. *Л. С. Юрен*.—Принципы разработки нефтяных месторождений. Гос. научно-технич. изд-во, 1932 г.
5. *С. Геролд*.—Аналитические основы добычи нефти, газа и воды из скважин. Нефтеиздат, 1932 г.
6. *К. Крэг*.—Поиски нефти. Перевод с англ. Измаиловой под редакцией *Калицкого*, изд. 1923 г.
7. *Schneiders*.—Die Gewinnung von Erdöl. Berlin, 1927.
8. Проф. *Лейбензон*.—Руководство по нефтепромысловой механике, кн. 1. Гос. научно-технич. изд-во, 1931 г.
9. *Лейбензон, Вилькер, Шумилов и Яблоцкий*.—Гидравлика. Гос. научно-технич. нефтяное изд-во, 1932.
10. „Пластовая энергия и ее использование“. Из сер. „Иностран. техн.“, вып. 31. Гос. научно-технич. нефтяное изд-во, 1932.
11. *Вильямс, Кант и Райд*.—Метод поддержания давления. Из сер. „Иностран. техн.“, вып. 21.
12. „Разделение нефти и воды на промыслах Западного Тексаса“. Из сер. „Иностран. техн.“, вып. 35. Азнефтеиздат, 1933 г.
13. „Эксплуатация после газлифта“. Из сер. „Иностран. техн.“, вып. 31. Азнефтеиздат, 1933 г.
14. „Увеличение суммарной добычи нефти“. Из сер. „Иностран. нефт. техн.“, вып. 11, Азнефтеиздат, 1932 г.
15. „Принципы разработки нефтяных площадей“. Прилож. № 9 к „Бюллетеню“ № 156/1082, Азнефть, 1930 г.
16. „Роль проводящих пластов при перемещении нефти на большие расстояния“. Из сер. „Иностран. нефт. техн.“, вып. 38, Азнефтеиздат, 1933 г.
17. „Проницаемость, ее измерение и значение“. Из сер. „Иностран. нефт. техн.“, вып. 40, Азнефтеиздат, 1933 г.
18. *Д. Сюэн*.—„Методы добычи нефти“, перевод инж. Герш, под редакцией *Стрижова*, изд. 1924 г.
19. *Сушгарт, Бичер и Джердис*.—Эксплуатация нефтяных месторождений. Изд. Азнефти, 1926 г.
20. *С. И. Чарноцкий*.—Методы подсчета запасов нефтяных месторождений и опыт их применения к Грозненскому и Майкопскому районам. Изд. 1922 г.
21. *В. В. Билибин*.—Методы математической статистики в подсчете подземных запасов нефти. Изд. Азнефти, 1930 г.
22. *В. Р. Гамилтон*.—Аппараты для улавливания газа эксплуатирующихся нефтяных скважин. Перевод с англ. инж. Герш. Изд. Совета нефт. пром., 1923 г.
23. *Г. К. Миллер*.—Влияние природного газа на добычу нефти. Нефтяное изд-во, 1930 г.



## РЕЗЮМЕ

При пользовании самыми совершенными из существующих методов эксплуатации нефтяных месторождений мы извлекаем на поверхность лишь незначительную часть действительных запасов нефти, заключающейся в недрах земли.

По свидетельству самых компетентных научных источников и непосредственных наблюдений промысловых инженеров добываемая нефть составляет лишь 15—20%; под землей остается 85—80%. В отдельных случаях добывается 7—10%, т. е. мы оставляем в пластах в 5 и даже в 9 раз больше, чем добываем, используя все технические возможности существующих способов.

Помимо того, большое количество так называемых „промышленных“ и „бедных“ месторождений не могут быть включены в эксплуатацию, так как применение имеющихся способов добычи нефти эффекта не дает. Таким образом, вопреки утверждениям о затухании и оработанности известные нам целиком разведанные и технически освоенные месторождения представляют собой колоссальный резерв нефтяных запасов.

Применяемые в настоящее время так называемые вторичные способы эксплуатации страдают теми же самыми органическими недостатками, как и первичные, поскольку они также основаны на использовании гравитационных или гидравлических факторов для усиления нефтеотдачи. И в том и в другом случае гидравлический и гравитационный факторы действуют до известного предела, чем и обуславливается неполная отдача нефти песками.

Возможность использования этих огромных резервов нефти открывается путем применения способа подземного испарения и газификации (термического способа).

Рассматривая нефтяной пласт как готовый газогенератор, для чего имеются основные предпосылки — наличие горючего и проницаемость пласта, — произведя зажигание пласта и поддерживая в нем горение путем подачи воздуха, можно осуществить газогенераторный процесс под землей. Воздействие на пласт температурного фактора производит его полное осушение. Нефть в виде паров, газов и мельчайших раздробленных капелек (род тумана) выносится на поверхность, где в соответствующей аппаратуре производится конденсация и разделение жидких и газообразных продуктов.

Экспериментальные работы, проведенные в ГИНИ на крупнолабораторных моделях, вполне подтвердили первоначальные предположения.

Установлено следующее:

- 1) нефтяной песчаный пласт может быть зажжен;
- 2) горение в пласте путем подачи воздуха может быть поддержано, причем это горение сопровождается повышением температуры в пласте до высоких пределов;
- 3) при создании мощного очага горения этот очаг может передвигаться по пласту по направлению от зажигательной скважины к эксплуатационной; одновременно можно работать при поддержании постоянного очага у зажигательной скважины путем подачи некоторого количества топлива с поверхности (около 4%);

4) применяемый способ зажигания при помощи древесного угля может быть применен и в промышленных условиях;

5) пласт, подвергнутый процессу, отдает целиком всю заключающуюся в нем нефть, в результате чего остается совершенно сухой песок.

Продолжение экспериментальных работ намечено произвести в природных условиях на промыслах Майнефти. Для этого выбран специальный участок, для которого разработан проект установки, включающий три скважины на залежи „е“ соответствующую подземную аппаратуру (компрессора, улавливающие аппараты и т. д.).

От опытов в природных условиях ожидается проверка полученных в ГИНИ данных и выявление новых условий применения термического способа в производственном масштабе.

В книге дается ряд вариантов применения термического способа для добыwania нефти из песков. Из них варианты *А* для осуществления подземного генераторного процесса по указанному типу и варианты *Б* для осуществления надземного генераторного процесса для разгонки нефтяных песков, залегающих на поверхности земли или близко от поверхности. Авторы считают такой способ использования нефтяных песков и добычи из них нефти по сравнению с разгонкой сланцев и бурых углей экономически выгодным.

## SUMMARY

By utilizing the most modern existing methods of exploiting oil fields we yet bring to the surface only an insignificant part of the actual petroleum resources contained in the bowels of the earth.

According to the evidence of the most competent scientific men, and to the direct observations made by oilfield engineers the petroleum produced amounts to only 15—20 per cent, 85—80 per cent remains underground. In individual cases 7—10 per cent is produced, i. e. we leave in the layers 5 and even 9 times more than we produce by utilizing all the technical possibilities of existing methods.

Besides this, a larger number of so-called „industrial“ and „poor“ fields cannot be included in exploitation as the use of existing methods of oil-drilling has no effect. Thus, contrary to the arguments of exhaustion and worked-outness familiar to us, completely prospected and technically mastered fields still represent a colossal reserve of oil supplies.

The so-called methods of secondary exploitation, used nowadays suffer from the same organic defects as the primary ones, as they are also based on the use of gravitation or hydraulic factors for increasing the petroleum yield. In both these cases, hydraulic and gravitation factors act up to a certain limit which explains the incomplete yield obtained from petroleum bearing sands.

The possibility of utilizing these tremendous petroleum reserves is given by the use of the method of underground evaporation and gasifications (thermal methods).

Regarding the oil-layer as a ready gas-generator, which is founded on special reasons, — the presence of inflammables and the permeability of the layers, and by firing the layer and by keeping up the fire by means of air supply, it is possible to carry out a gas-generator process underground. The influence of the temperature factor on the layer completely dries the latter. Petroleum is brought to the surface in the form of vapors, gasses and tiny crushed drops (like a fog), and is there condensed and divided into liquid and vapor products in the corresponding apparatus.

Experimental work carried out in GINI in large size laboratory models completely confirms the above surmises.

It has been established that:

- 1) A sand petroleum layer can be set fire to.

2) Fire can be kept up in the layer by means of air-supply, while this fire is accompanied by a high temperature in the layer up to high levels.

3) In creating a large fire-bed, this bed can move about the layer in the direction from the lighting well to the exploitation well.

Simultaneously, it is possible to work keeping up a constant bed at the lighting well by means of supplying some fuel from the surface.

4) This method of firing can be used in industrial conditions with the use of charcoal.

5) A layer subjected to this process, yields completely all the petroleum contained in it and as a result perfectly dry sand is left.

The book gives several ways of using the thermal method for obtaining petroleum from sands. Among them are Method A for carrying out the underground generator process along the indicated lines, and Method B for carrying out overground generator process for refining oil sands, lying near to the surface or on the surface of the earth. The authors consider this method of utilizing oil sands and obtaining petroleum from them as compared to the refining of slate and coal economically advantageous.

---