

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И
СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН**

**Ташкентский государственный технический
университет им. Абу Райхон Беруни**

**АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

**Методическое руководство по
практическим занятиям для студентов
направления 5440800 «Геология и разведка
полезных ископаемых (нефти и газа)» по
дисциплине «Нефтегазопромысловая геология»**

Ташкент 2007г.

Анализ разработки нефтяных залежей

Анализ разработки проводится для оценки режимов работы залежи на различных стадиях, для выявления причин изменения добычи нефти и условий выработки нефти из пласта с целью определения эффективных мер по достижению проектных показателей (темпов добычи нефти, нефтеотдачи).

Помимо геологических построений для оценки состояния разработки пользуются следующей первичной промысловой документацией.

Таблица №1

Наименование документа	Сведения, содержащиеся в документе
Паспорт скважины	Конструкция скважины, объект (объекты) эксплуатации, даты выхода из бурения и начала эксплуатации, начальные дебиты нефти, газа, воды, начальное пластовое давление. Способ эксплуатации, изменение дебитов и пластового давления во времени, накопленная добыча нефти, воды, газа, дата начала обводнения и его характер. Для нагнетательных скважин кроме сведений по первым 4-м пунктам приводятся данные о текущей и накопленной закачке воды.
Суточные, месячные, квартальные эксплуатационные рапорты	Данные о добыче нефти, газа, воды; закачка воды по промыслам, объектам эксплуатации, нагнетательным кустам

1	2
Карточки режимов (месячные)	Данные по всем скважинам, отдельно по объектам эксплуатации месторождения, о среднесуточной добыче нефти, воды, газа, жидкости, способе эксплуатации, забойном и пластовом давлении, обводнённости продукции, числе скважино-дней эксплуатации, причинах бездействия скважин
Журналы и карточки состояния разработки	Ежемесячные, ежеквартальные, ежегодные сведения о количестве скважин (действующих, бездействующих, эксплуатационных, нагнетательных, фонтанных, насосных, компрессорных, обводненных), добыче нефти, воды, газа, жидкости (всего фонда и по способам эксплуатации), закачке воды, пластовом давлении, обводнённости продукции и фонда скважин, добыче нефти по обводненному и безводному фонду скважин.
Карточки исследования скважин	Результаты геофизических, гидродинамических и других исследований (работы с дебитометром, расходомером и др.)

Анализ разработки ведётся в общем случае по следующим обязательным показателям:

- 1) динамика фонда скважин;
- 2) динамика добычи нефти, газа, воды, жидкости;
- 3) динамика пластового давления;
- 4) динамика контуров нефтеносности (про-

движение водонефтяного контакта);

5) динамика закачки воды (газа).

Для проведения анализа разработки кроме геологических, составляются следующие результирующие построения на различные даты (этапы) разработки:

1) Карты текущего состояния разработки (или фондовые карты). На этих картах обозначаются скважины: действующие, бездействующие, ликвидированные, эксплуатационные, нагнетательные, переходящие или переведенные на другой объект разработки, контрольные, пьезометрические. Кроме того, на картах условными обозначениями приводятся такие сведения по скважинам, как: а) объект эксплуатации; б) характер продукции скважин (нефть, газ, вода, нефть или газ с водой; в) способы эксплуатации».

2) Карты текущих отборов (в целом по месторождению и по отдельным объектам на крупных многопластовых месторождениях). На карты наносятся следующие данные по скважинам: а) способ эксплуатации; б) среднесуточные отборы жидкости, нефти и воды (в % от отбора жидкости).

3) Карты изобар. На карте показывается распределение величин пластового давления по площади. Приводятся средневзвешенные величины в целом по залежи и по отдельным зонам (участкам) разработки и данные об изменении величины пластового давления с начала разработки и по отношению к предыдущим этапам (когда составлялись карты изобар).

4) Карты обводнения. На этих картах показывается положение контуров нефтегазоносности на различных разработках.

На картах обводнения полезно также отмечать участки обводнения закачиваемой (как правило, пресной) водой.

5) Карты текущих газовых факторов.

6) Карты накопленных отборов. Здесь приводятся по скважинам данные о накопленных отборах жидкости, нефти и воды (в % от отбора жидкости).

Перечисленные карты необходимо составлять на структурной основе с начальным и текущим контурами нефтегазоносности.

Желательно также на тот же план нанести данные о литологии объектов разработки с указанием зон выклинивания, замещения продуктивных пластов или отдельных основных пропластков, а также зон слияния этих пропластков.

Для анализа разработки на длительный период составляются - графики разработки (по месторождению в целом и по отдельным объектам. График разработки - это серия кривых, характеризующих изменение показателей разработки во времени (рис.1).

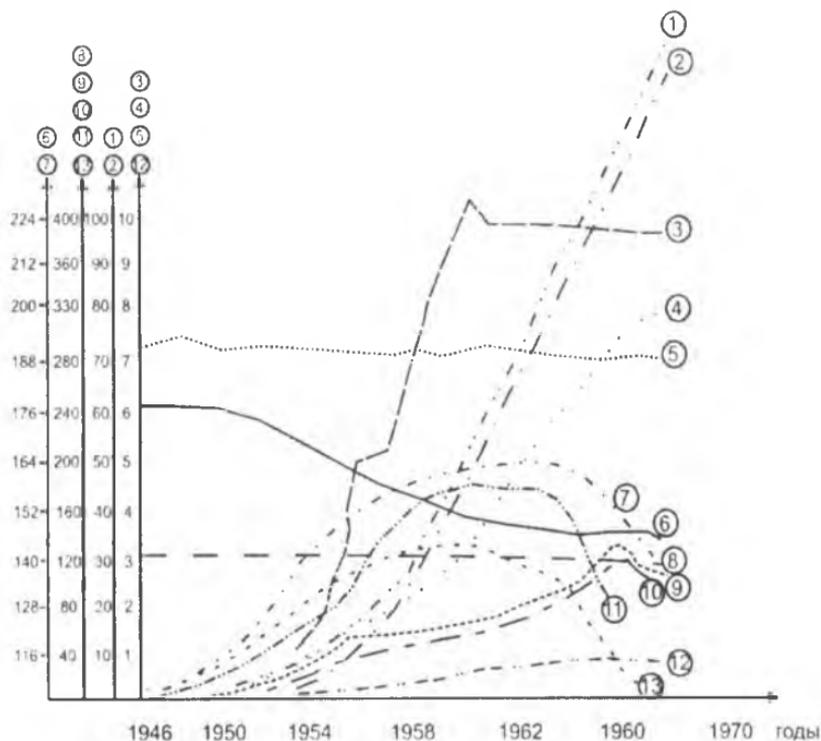


Рис. 1
Сводный график разработки

1 – накопленная закачка воды, тыс.м³; 2 – накопленная добыча жидкости, тыс.м³; 3 – текущая закачка воды, тыс.м³; 4 – текущая добыча воды, тыс.м³; 5 – газовый фактор, м³/т; 6 – пластовое давление, ат; 7 – давление на ат; 8 – действующие скважины, шт; 9 – скважины, работающие с водой; 10 – скважины, эксплуатирующиеся механическим способом, шт; 11 – нагнетательные скважины, шт; 12 – текущая добыча нефти, тыс.; 13 – фонтанные скважины, шт.

Рассмотрим эти показатели:

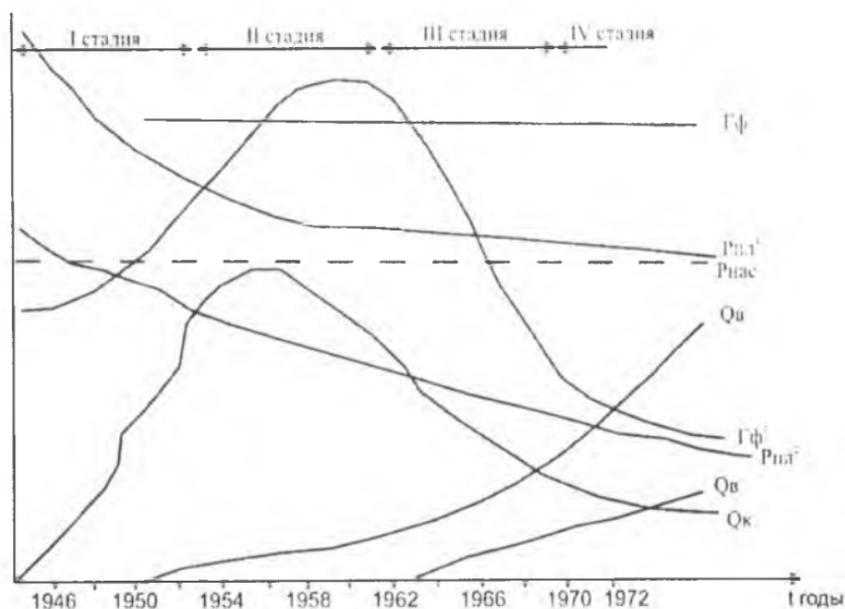
1. Динамика фонда скважин; количество "η" пробуренных и действующих, эксплуатационных, нагнетательных, фонтанных насосных компрессорных, обводненных, безводных скважин. Кривые вычерчиваются в одном масштабе, чтобы можно было видеть соотношения между категориями скважин».

2. Динамика текущей «Qтек» и накопленной «Qнак» добычи нефти, газа, воды, жидкости. Кривые добычи также желательно вычерчивать в одном масштабе.

3. Динамика пластового давления «Рпл». Вычерчиваются в одном масштабе кривые изменения величин пластового давления в целом по залежи и по отдельным её участкам (зонам разработки).

4. Динамика текущей и накопленной закачки воды «Qзак». Строятся одномасштабные кривые динамики закачки по залежи в целом и по её отдельным участкам (зонам разработки).

На рис.2 приведены графики разработки пластов при различных режимах работы пластов.



Гис. 2. График разработки пластов при различных режимах

$R_{пл}^1 \Gamma^1 \phi Q^1_{в}$ – соответственно пластовое давление, газовый фактор, добыча воды при упруго-водонапорном режиме.

$R_{пл}^2 \Gamma^2 \phi_1 Q^2_{в}$ – соответственно пластовое давление, газовый фактор, добыча воды при режиме растворенного газа.

$R_{нак} Q_{н} T_{стад}$ – соответственно давление, добыча нефти и стадии разработки

Помимо рассмотренных зависимостей строят кривые, характеризующие соотношения, которые

являются объективными показателями эффективности разработки и по ним можно сравнить состояние разработки разных месторождений.

1. а) Кривая, характеризующая динамику текущей добычи нефти в процентах от начальных, текущих, остаточных извлекаемых балансовых запасов по годам и в зависимости от текущего коэффициента нефтеотдачи « $\eta_{тек}$ » и коэффициента использования извлекаемых запасов « $K_{и}$ »;

б) динамику накопленной добычи нефти в процентах от начальных извлекаемых « $Q_{изв}$ » и балансовых « $Q_{бал}$ » запасов нефти. Анализ соответствующих кривых позволяет судить о темпе разработки, темпе использования и исчерпания запасов нефти (рис. 3)

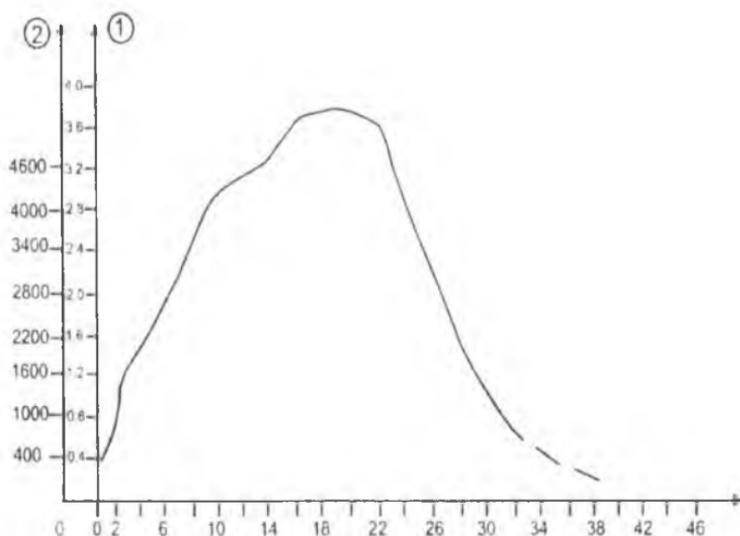


Рис.3. Зависимость между текущим отбором нефти и нефтеотдачей

1 – $Q_{\text{тек}}$ – текущий отбор нефти от балансовых запасов;

2 – $Q_{\text{н}}$ – текущий отбор нефти, тыс. т;

3 – $\eta_{\text{тек}}$ – нефтеотдачи (текущие)*.

Балансовые запасы нефти – начальные геологические запасы в недрах, вводимые в разработку. Извлекаемые запасы нефти – часть балансовых запасов, извлекаемых за весь срок разработки. Отношение извлекаемых (точнее извлеченных к концу разработки) запасов нефти к балансовым есть коэффициент нефтеотдачи. Текущий коэффициент нефтеотдачи – это отношение суммарной накопленной к определенной дате добычи нефти к её балансовому запасу. Коэффициент использования извлекаемых запасов – отношение накопленной добычи на определенную дату к начальному извлекаемому запасу нефти.

2. Кривая, характеризующая динамику пластового давления в зависимости от текущей компенсации отбора жидкости закаченной воды в пластах, а также в зависимости от соотношения между суммарной (накопленной к определенному сроку) закачкой и суммарном (накопленным к определенному сроку) отбором жидкости в пластовых условиях (последнее характеризует баланс жидкости) в разрабатываемой зоне продуктивного пласта с начала разработки (рис. 4).

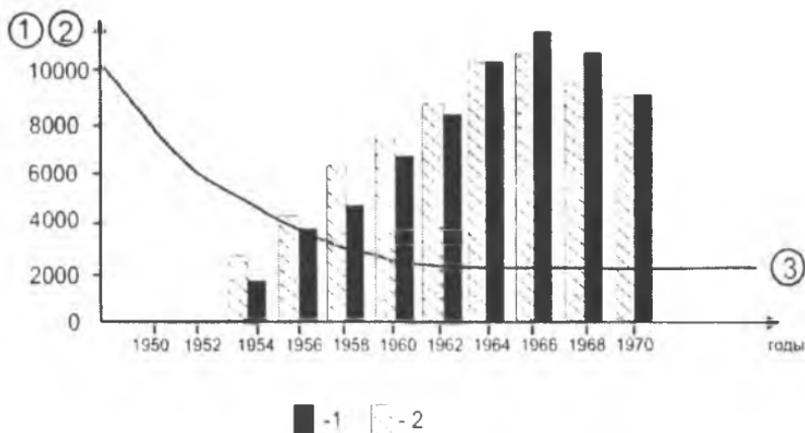


Рис. 4. Зависимость между степенью компенсации отбора жидкости закачкой воды и пластовым давлением

- 1 — отбор жидкости, млн. м^3 ;
 2 — закачка воды, млн. м^3 ;
 3 — динамика пластового давления.

Эти кривые дополняются такими расчетными (на различные этапы) показателями, как: а) количество добытой жидкости, нефти (газа) при снижении пластового давления на 1 ат; б) количество закачиваемой воды (после восстановления баланса жидкости в пласте) на 1 ат роста пластового давления.

Эти зависимости и расчеты позволяют оценить степень влияния закачки на величину пластового давления, темпы добычи нефти, (т.е. прирост в добыче нефти от воздействия на пласт).

3. Кривая, характеризующая динамику текущей обводненности продукции $W\%$ и действующего фонда скважин $\eta(\%$, воды, а также водного фактора W_f по годам и в зависимости от текущего коэффициента нефтеотдачи (рис. 5)

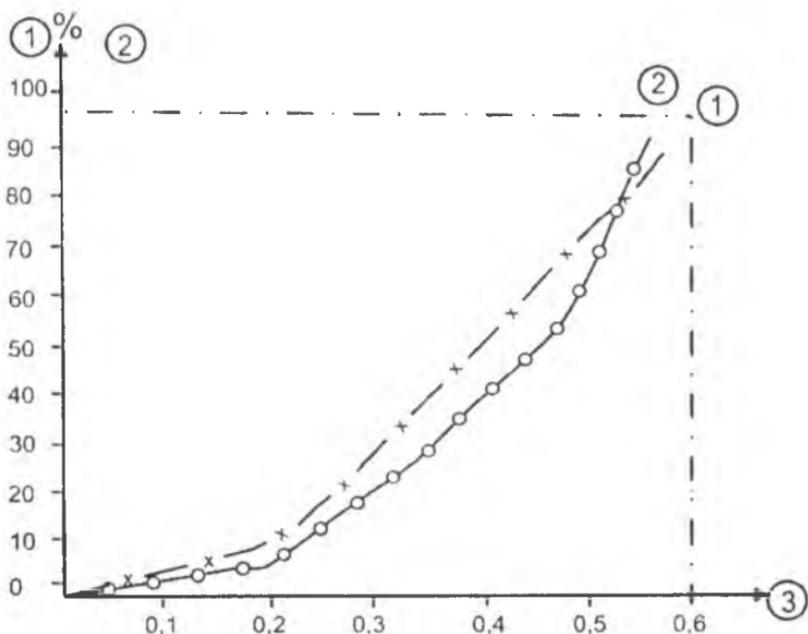


Рис. 5. Зависимость обводненности продукции и действующего фонда скважин от текущей нефтеотдачи

- 1 – обводненность продукции (%);
- 2 – обводненность действующего фонда скважин (%);
- 3 – нефтеотдача, доли единицы.

Обводненность продукции залежи (скважины) $W_{\%} = \frac{Q_{\text{тек. воды}}}{Q_{\text{тек. воды}} + Q_{\text{тек. нефти}}}$ Эти показатели приводятся к пластовым.

Обводненность действующих фонда скважин:

$\% \text{ вод} = \frac{\text{число действующих обвод. скв.}}{\text{число всех действующих экспл. скв.}} \%$

Показатели текущей обводненности (продукции и фонда скважин) рассчитываются на определенные даты. Водный фактор:

$W_{\text{ф}} = \frac{\text{накопленная добыча в } Q_{\text{нак. воды}}}{\text{накопленная добыча } Q_{\text{нак. воды}}}$

Рассчитываются за определенные этапы и весь срок разработки. Описание анализ делается по примерно следующей схеме.

1. Весь срок разработки делят на стадии, характеризующиеся различным характером изменения добычи нефти и различными темпами этого изменения. Стадии разработки целесообразно в ряде случаев разбивать на этапы, характеризующиеся различным (количественно и качественно) характером и темпами изменения $R_{\text{пл}}$, газового фактора $\Gamma_{\text{ф}}$, добычи жидкости. Кроме того, выделяют сроки разработки до начала воздействия на пласт и с начала его осуществления.

При выделении стадий разработки следует иметь в виду, что ныне принято при анализе разработки за весь её срок выделять в общем случае 4 стадии по темпам нефтедобычи: 1-ая стадия – на-

стадии по темпам нефтедобычи: 1-ая стадия – нарастающей добычи нефти (период массового эксплуатационного разбухания залежи и высокой начальной производительности эксплуатационных скважин); 2-ая стадия – достижения максимальных темпов добычи нефти и последующая её стабилизация (период стабилизации может для различных режимов и систем разработки длиться от 1-3 до 5-7 лет); 3-я стадия начало резкого падения добычи нефти; 4-ая стадия более плавного падения добычи нефти (темп падения зависит от системы и режима разработки, иногда в конце этой стадии имеет место значительное уменьшение темпов падения добычи нефти). Выделяемые стадии по изменению темпов нефтедобычи соответствуют, как правило, проявлению различных фаз режима, которые фиксируются различным характером и темпами изменения $R_{пл}$ и Γ_f , различным соотношением между текущими величинами средневзвешенной по залежи (участку) $R_{пл}$ и величиной $R_{пас}$, различной динамикой добычи воды.

2. При описании стадии (этапа) проводятся следующие основные сведения:

а) накопленная добыча нефти (абсолютная и в % от начальных, текущих запасов нефти), жидкости, воды (абсолютная и в % от добычи жидкости нефти). Средний годовой темп добычи нефти в % от запасов. Все расчеты даются за стадию (этап) и с начала разработки;

б) количество эксплуатационных, нагнета-

тельных, обводнённых и др. скважин (общее и действующее) и насколько оно изменилось за стадию (этап) и с начала разработки: Средневзвешенные (в целом по залежи, в зоне отбора, отдельных блоках, участках) величины пластового давления и газового фактора на начало и конец стадии (этапа), а также изменение этих величин с начала разработки. Среднегодовой темп изменения Рпл. Количество жидкости, добытое на 1 ат изменения (падения Рпл за анализируемый срок (последнее более объективно характеризует зависимость Рпл от отбора жидкости и закачки). Соотношения между текущей величиной пластового давления и величиной давления насыщения нефти газа $P_{нас}$;

в) объемы закачки (годовые) на начало и конец стадии (этапа). Накопленная закачка за стадию (этап) по отношению к отбору жидкости за это время средняя текущая закачка по отношению к отбору, изменения соотношения между накопленной закачкой и отбором с начала разработки;

г) количество нагнетательных скважин на начало - конец стадии (этапа) и изменение его с начала разработки. Среднесуточная закачка на

Анализ графиков, упомянутых в первых трех пунктах, дает возможность выявить причины изменения уровней добычи нефти (газа). Так например, могут иметь место следующие ситуации:

а) уровни добычи во времени меняются (увеличиваются, как правило вследствие роста числа пробуренных скважин (это характерно чаще всего для начальных этапов разработки);

б) темпы добычи жидкости уменьшаются в связи с выбыванием из эксплуатации скважин, уменьшение их дебитов по мере падения $R_{пл}$, что характерно для последующих стадий и этапов (если падение добычи не компенсируется добуриванием скважин или не проводится воздействие на пласт и призабойную зону);

В принципе, о сравнительно равномерном обводнении залежи, т.е. о том, что условия выработки относительно благоприятны.

Анализ рассмотренных графиков с учетом дополнительно выявленных в процессе разработки особенности строения пласта и залежи, а также данные промысловых исследований позволяют наметить оперативные и перспективные мероприятия по улучшению состояния разработки, а именно - увеличение или поддержание (в зависимости от конкретных условий и требований народнохозяйственного плана) уровней – добычи нефти (газа) обеспечение или увеличение плановой нефтеотдачи – все это должно быть достигнуто с минимальными затратами.

При этом необходимо помнить, что при полном анализе разработки нефтяного объекта исследуются также в обязательном для промысловой практики в порядке сведения о геолого-физической характеристике пластов и залежей, данные глубинных исследований, характеризующие динамику продуктивности пластов, характер (профиль отдачи приемистости пласта) (исследуемый глубинными дебитомерами – рас-

ходомерами), характер и продвижение (по эксплуатационным, оценочным и контрольным скважинам) и т.п. Подробные сведения о комплексе исследований при контроле за разработкой приведены в соответствующих разделах теоретического курса «Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа», издательство «Недра» (М.А.Жданов, 1970)

ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАДАНИЯ

1. Построить общий график разработки (динамика показателей разработки во времени, рис. 1)

2. Построить график зависимости текущих отборов нефти от накопленной добычи нефти (текущей нефтеотдачи, рис. 3)

3. Построить график зависимости между степенью компенсации текущего суммарного (накопленного к определённой дате) отбора жидкости закачкой воды и Рпл (рис. 4)

4. Построить график зависимости обводнённости продукции и фонда скважин от текущей нефтеотдачи (или накопленного отбора нефти, рис. 5)

Дать описание анализа разработки в виде объяснительной записки, где ;

1) объяснить причины изменения добычи нефти Рпл, Гф в зависимости от соответствующих показателей, разработки (фонда скважин, закачки воды, темпов обводнения и т.п.)

2) выявить соотношения между закачкой и отбором, обеспечивающих поддержание Рпл и стабилизацию Гф:

3) выявить степень соответствия темпов обводнения (продукции фонда скважин) темпом выработки запасов нефти;

4) сделать прогнозные оценки конечной нефтеотдачи по диаграммам: обводненность продукции – текущая нефтеотдача (накопленная добыча нефти), текущая нефтедобыча – текущая нефтеотдача

(накопленная добыча нефти). Примеры прогноза нефтеотдачи при вытеснении нефти водой и при режимах залежи без заметного напора вод показаны на рис. 5)

Примечание: Разработка ведется, как правило, до обводнения продукции залежи, не менее чем на 95-98 % %. Экстраполируя участок кривой обводнения на наиболее поздней стадии разработки до линии, соответствующей этой обводненности, проецируют точку пересечения этих линий на ось абсцисс (текущей нефтеотдачи) и получают прогнозную (конечную) нефтеотдачу (рис. 5)

Для прогноза нефтеотдачи при неводонапорных режимах экстраполируют кривую динамики нефтедобычи до пересечения с осью абсцисс (текущая нефтеотдача) и получают величину конечной нефтеотдачи (рис. 3). В заключительной части записки должны быть сделаны общие выводы о состоянии разработки объекта и предложены меры по ее улучшению в соответствии с

Для повышения темпов отбора нефти или удержания их на заданном уровне обычно осуществляют следующие технологические мероприятия: для повышения темпов отбора нефти или удержания их на заданном уровне обычно осуществляют следующие технологические мероприятия:

1) Увеличивают охват пластов воздействием (вводят в действие новые нагнетательные скважины)

2) Увеличивают добывающие мощности (бурят новые скважины, переводят скважины на

работу с высокопроизводительными насосами или на компрессорный способ эксплуатации).

3) Интенсифицируют темпы отборов из быстро обводняющихся скважин.

4) Проводят мероприятия по увеличению коэффициента продуктивности и приёмистости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.

Для обеспечения высокой нефтеотдачи, помимо перечисленных выше мер, можно рекомендовать:

а) бурение специальных (оценочных) скважин на обводнённых, но плохо вырабатываемых участках и последующую выработку целиком нефти, если они будут обнаружены;

б) увеличение темпов, отбора жидкости из неоднородных слабо вырабатываемых зон пластов;

в) внедрение новейших методов воздействия на пласт (например, термических методов, импульсной закачки воды и др.).

При разработке мер по увеличению темпов отбора и нефтеотдачи необходимо провести тщательный экономический анализ с тем, чтобы выбрать для реализации наиболее выгодный вариант.

В задачу же настоящего задания входит анализ графиков разработки по данным, приведенным в таблице №2.

Таблица №2

Годы	Число действующих скважин	Число действующих скважин фонтан. способом	Число скважин эксплуатируемых мех. способом	Число обводненных скважин	Добыча за год				Ряд на конец года	Заказчика воды за год, тыс. м ³	Число наплевательных скважин
					нефти, тыс. т	воды, тыс. т	жидкости, тыс. т	газа, млн. м ³			
1945	4	4	—	—	100	—	100	11,0	200,0	—	—
1946	10	10	—	—	175	—	175	19,6	200,0	—	—
1947	15	15	—	—	250	—	250	27,0	198,8	—	—
1948	36	32	4	—	500	100	600	55,0	195,8	—	—
1949	64	56	8	6	750	100	850	82,5	192,2	—	—
1950	100	84	16	8	1300	150	1450	145,6	188,6	5000	16
1951	130	120	10	9	1950	250	2200	210,6	186,2	2000	16
1952	174	160	14	12	2450	450	2900	274,4	183,8	4500	16
1953	200	180	20	15	3050	1100	4150	335,5	180,0	4500	18
1954	234	188	46	34	3750	1675	5425	412,5	177,5	6500	18
1955	252	192	60	48	4300	2150	6450	516,0	176,0	6500	26
1956	260	194	66	56	4625	2750	7375	555,0	174,2	8500	34
1957	264	192	72	64	4900	3250	8150	647,0	171,8	10000	36
1958	264	188	76	71	5150	3625	8775	669,5	171,6	16500	40
1959	264	184	80	75	5250	4000	9250	735,0	173,6	16600	40
1960	264	178	86	82	5300	4400	9700	742,0	171,8	20000	44
1961	262	170	92	89	5250	4925	10175	714,0	173,0	19000	43
1962	259	182	97	96	5160	5450	10610	681,1	172,0	20000	44
1963	254	152	102	104	5050	6075	11125	636,2	172,5	20000	44
1964	250	137	113	116	4950	6900	11850	584,1	172,0	18000	42
1965	235	110	125	132	4700	7400	12100	570,2	172,0	18000	40
1966	210	99	120	144	4200	8100	12300	483,0	171,0	16000	36
1967	195	65	130	160	3400	8900	13300	381,0	170,5	16000	36
1968	170	25	145	165	2300	9700	12000	250,0	170,5	16000	36
1969	155	5	150	155	1600	10600	12200	185,1	170,0	15800	34
1970	135	0	135	135	1100	11100	12200	131,2			