**КУРСОВАЯ РАБОТА**

**КУРСОВАЯ РАБОТА**

**Содержание**

**Введение**

1. **Технико-технологический раздел**
   1. исследование скважин на приток
   2. **Виды индикаторных диаграмм**
   3. **Определение коэффициента продуктивности скважин**
   4. **Методы увеличения продуктивности скважин**
2. **Расчетно-практический раздел**

2.1Определение проницаемости призабойной зоны

2.2 Определение продуктивности скважин

**Заключение**

**Список используемой литературы**

ВВЕДЕНИЕ

Продуктивность - это коэффициент, характеризующий возможности скважины по добыче нефти. Коэффициент продуктивности - это отношение дебита скважины к депрессии. **Проводится для определения коэффициента продуктивности скважины. Не менее четырех раз меняется режим работы скважины (дебит) с помощью штуцерной колодки. При каждом значении дебита замеряют величину забойного давления. Величину пластового давления, замеряют в остановленной скважине.**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

Разраб.

Проверил

Н.Контроль

Пояснительная записка

Лит.

Листов

130503, 2рэ82

Виды продуктивности:

1. Продуктивность по нефти

## Продуктивность по газу

## Методы исследований скважин и пластов:

1. Гидродинамические
2. Дебитометрические
3. Термодинамические
4. Геофизические

**Виды индикаторных диаграмм:**

1. **Индикаторная линия прямая**
2. **Индикаторная линия выпуклая**
3. **Индикаторная линия вогнутая**
4. **Индикаторная линия не из начала координат**

Разработка залежей нефти в нашей стране осуществляется в основном с применением заводнения, которое позволяет увеличить нефтеотдачу пластов почти в 2 ра­за по сравнению с разработкой на естественных режимах.

1технико-технологичеий раздел

**1.1 Исследование скважин на приток**

**Проводится для определения коэффициента продуктивности скважины. Не менее четырех раз меняется режим работы скважины (дебит) с помощью штуцерной колодки. При каждом значении дебита замеряют величину забойного давления. Величину пластового давления, замеряют в остановленной скважине.**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

**Определяют величину депрессии на пласт. Депрессия – это разница между пластовым и забойным давлением.**



**Где – Депрессия.**



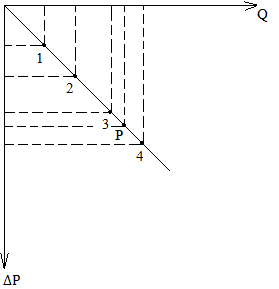
**- Пластовое давление.**



**- Забойное давление.**



**Строят индикаторную диаграмму в координатах (рис.1)**



**(рис. 1)**

**На индикаторной линии берут любую точку Р определяют её координаты и находим коэффициент продуктивности скважины:**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ



**где К - Коэффициент продуктивности скважины.**

**Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации проводят для определения гидродинамических характеристик пласта**

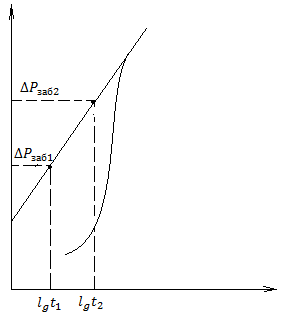
**Строят кривые восстановления давления КВД (в остановленной скважине) и КПД (кривая падений давлений в скважине запущенной в работу). Кривые строятся в координатах для построения кривой прослеживают во времени изменения забойного давления:**



**Где - Давление на любой момент времени.**



**- Давление на забой до остановки скважины.**



**(рис.2)**



**Исследование скважин** - комплекс работ по:

* установлению интенсивности притока жидкости из пласта в скважину
* опре­делению места поступления воды, притока жидкостей и газов через нарушения в эксплуатационной колонне
* отбору глубин­ных проб нефти
* измерению давлений и температур по стволу скважины, глубины и колебаний уровней
* контролю за техни­ческим состоянием обсадной колонны и цементного кольца

К косвенным методам исследования скважины на приток относится замер глубины динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве, устанавливающегося при том или ином режиме откачки специальными приборами - эхолотами.

Эхолот работает следующим образом. В межтрубное пространство посылается звуковой импульс, который отражается от уровня жидкости, возвращается к устью скважины и улавливается микрофоном, соединенным через усилитель с регистрирующим устройством, записывающим все сигналы на бумажной ленте в виде диаграммы.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

Бумажная лента движется с помощью лентопротяжного механизма с постоянной скоростью. Измеряя расстояние между двумя пиками диаграммы, соответствующими начальному импульсу и отраженному от уровня, можно определить глубину этого уровня.

* 1. **Виды индикаторных диаграмм**

Изм.

Лист

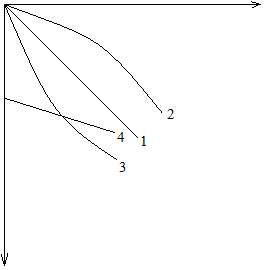
№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ



**(рис. 3)**

1. **Индикаторная линия прямая выходит из начала координат, если движение жидкости в пласте подчиняется закону Дарси то скорость движения жидкости в пласте прямо пропорционально перепаду давлений и обратно пропорционально перепаду давлений.**
2. **Выпуклая линия – движение жидкости в пласте не подчиняется закону Дарси.**
3. **Вогнутая линия – скважина не вышла на режим или неправильно произведены замеры.**
4. **Линия не из начала координат для тяжелых вязких нефтей.**
   1. **Определение коэффициента продуктивности скважин**

Продуктивность - это коэффициент, характеризующий возможности скважины по добыче нефти.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

По определению коэффициент продуктивности - это отношение дебита скважины к депрессии:



где *η* - Коэффициент продуктивности [м³/сут/МПа].

*Q* - Дебит скважины [м³/сут].

*ΔP* - Депрессия [МПа].



*Pk* - Пластовое давление (на контуре питания) замеряется в остановленной скважине [МПа].

*Pc* - Забойное давление (на стенке скважины) замеряется в работающей скважине [МПа].

Продуктивность по нефти

Коэффициент продуктивности определяется по результатам гидродинамических исследований и эксплуатации скважин.

Используя замеры на квазистационарных режимах (установившихся отборах), получают индикаторные диаграммы (ИД), представляющие собой зависимость дебита от депрессии или забойного давления. По наклону индикаторной линии определяют фактическую продуктивность нефтяной скважины.

## Продуктивность по газу

Зависимость дебита газовых скважин от депрессии существенно нелинейна вследствие значительной сжимаемости газа. Поэтому при газодинамических исследованиях вместо коэффициента продуктивности определяют фильтрационные коэффициенты *a* и *b* по квадратичному уравнению:

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ



При малых депрессиях приблизительно коэффициент продуктивности η по газу связан с фильтрационным коэффициентом *a* соотношением:



## Уравнение Дюпюи

Уравнение Дюпюи является интегральной формой закона Дарси для случая плоскорадиального установившегося потока несжимаемой жидкости к вертикальной скважине.

Уравнение Дюпюи связывает продуктивные характеристики скважины (дебит, продуктивность) и фильтрационные свойства пласта (гидропроводность, проницаемость).

### Потенциальная продуктивность и гидропроводность

По уравнению Дюпюи потенциальная продуктивность скважины связана с гидропроводностью выражением:



где *η0* - Потенциальная продуктивность [см3/сек/атм].

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

- Коэффициент гидропроводности пласта (*k* - проницаемость горной породы [Д], *h* — эффективная толщина [коллектора](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9D%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B5%D0%BD%D0%BE%D1%81%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BF%D0%BB%D0%B0%D1%81%D1%82) [см], *μ* - динамическая вязкость жидкости [сП]).  
*B* - [Коэффициент объёмного расширения](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9E%D0%B1%D1%8A%D1%91%D0%BC%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BA%D0%BE%D1%8D%D1%84%D1%84%D0%B8%D1%86%D0%B8%D0%B5%D0%BD%D1%82_%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B8) (для пересчёта объёма жидкости из поверхностных в пластовые условия).  
*Rk* - Радиус контура питания (воронки депрессии) [см], то есть расстояние от скважины до зоны пласта, где давление полагается постоянным и равным текущему пластовому давлению (примерно половина расстояния между скважинами).  
*rc* — Радиус скважины по долоту в интервале вскрытия пласта [см].



### Фактическая продуктивность несовершенной скважины

Для несовершенной скважины уравнение Дюпюи принимает следующий вид:



где *η* - Фактическая продуктивность несовершенной скважины. *S* - Скин-фактор.

Цель исследования скважин заключается в определении ее продуктивности, получении данных о строении и свойствах продуктивных пластов, оценке технического состояния скважин.

Существуют следующие методы исследований скважин и пластов:

1. Гидродинамические
2. Дебитометрические
3. Термодинамические
4. Геофизические

Гидродинамические исследования

Гидродинамические методы подразделяются на:

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

* Исследование скважин при установившихся отборах (снятие индикаторных диаграмм).
* Исследование скважин при неустановившихся режимах (снятие КВД и КПД).
* Исследование скважин на взаимодействие (гидропрослушивание).

Сущность метода исследования на установившихся режимах

заключается в многократном изменении режима работы скважины и,

после установления каждого режима, регистрации дебита и забойного

давления. Коэффициент продуктивности скважин определяют с

помощью уравнения:



Где *Q* - Дебит скважины.

*К* - Коэффициент продуктивности.

*Рпл* - Пластовое давления.

*Рзаб* - Забойное давления.

*n* - Коэффициент, равный 1, когда индикаторная линия прямая; n<1, когда линия выпуклая относительно оси перепада давления; n>1, когда линия

вогнутая относительно оси перепада давления.

При дальнейшей обработки исследований дополнительно определяют коэффициент проницаемости ПЗП, подвижность нефти в ПЗП, гидропроводность ПЗП, а также ряд дополнительных параметров.

Исследование скважин на неустановившихся режимах заключается в прослеживании скорости подъема уровня жидкости в насосной скважине после ее остановки и скорости восстановления забойного давления после остановки фонтанной скважины (снятие КВД).

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

Таким же образом можно исследовать и нагнетательные скважины, регистрируя скорость падения давления на устье после ее остановки (снятие КПД). По полученным данным определяют коэффициент проницаемости пласта, подвижность нефти в пласте, гидропроводность пласта, пьезопроводность пласта в зоне дренирования скважины, а также скин-эффект (степень загрязнения ПЗП).

Исследование скважин на взаимодействиезаключается в

наблюдении за изменениями уровня или давления, происходящими в

одних скважинах (реагирующих) при изменении отбора жидкости в

других соседних скважинах (возмущающих).

По результатам этих исследований определяют те же параметры, что и при исследовании скважин на неустановившихся режимах. Отличие заключается в том, что эти параметры характеризуют область пласта в пределах исследуемых скважин.

Для измерения давления на забое скважин используют абсолютные и дифференциальные (регистрируют приращение отклонения от начального давления) манометры.

По принципу действия скважинные манометры подразделяют на:

* Пружинные, в которых чувствительный элемент – многовитковая, геликсная, трубчатая пружина.
* Пружинно-поршневые, в которых измеряемое давление передается на поршень, соединенный с винтовой цилиндрической пружиной.
* Пневматические, в которых измеряемое давление уравновешивается давлением сжатого газа, заполняющего измерительную камеру.

Дебитометрические исследования

Сущность метода исследований профилей притока и поглощения заключается в измерении расходов жидкостей и газов по толщине пласта.

Скважинные приборы, предназначенные для измерения притока

жидкости и газа (дебита) называются дебитомерами, а для измерения

поглощения (расхода) – расходомерами.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

По принципу действия скважинные дистанционные дебитомеры (ДГД) и расходомеры (РГД) бывают: турбинные, пружинно-поплавковые и с заторможенной турбиной на струнной подвеске. Кроме своего основного назначения, скважинные дебитомеры и расходомеры используют и для установления затрубной циркуляции жидкости, не герметичности и мест нарушения эксплуатационной колонны, перетока жидкости между пластами.

Термодинамические исследования

Термодинамические исследования основаны на сопоставлении геотермы и термограммы действующей скважины. Геотерма снимается в простаивающей скважине и дает представление о естественном тепловом поле Земли.

Термограмма фиксирует изменение температуры в стволе скважины.

С помощью данных исследований можно определить интервалы

поглощающих и отдающих пластов, а также использовать полученные

результаты для: определения затрубной циркуляции; перетока

закачиваемой воды и места нарушения колонны; определения высоты

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

подъема цементного раствора за колоннами после их цементирования.

Геофизические исследования скважин

Геофизические исследования скважин - комплекс физических методов, используемых для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах, а также для контроля технического состояния скважин. Геофизические исследования скважин делятся на две весьма обширные группы методов - методы каротажа и методы скважинной геофизики. Каротаж, также известный как промысловая или буровая геофизика, предназначен для изучения пород непосредственно примыкающих к стволу скважины (радиус исследования 1-2 м).

Часто термины каротаж и ГИС отождествляются, однако ГИС включает также методы, служащие для изучения межскважинного пространства, которые называют скважинной геофизикой.

Исследования ведутся при помощи геофизического оборудования. При геофизическом исследовании скважин применяются все методы разведочной геофизики.

* 1. **Методы увеличения продуктивности скважин**

Разработка залежей нефти в нашей стране осуществляется в основном с применением заводнения, которое позволяет увеличить нефтеотдачу пластов почти в 2 ра­за по сравнению с разработкой на естественных режимах.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

И тем не менее баланс остаточных запасов на месторождениях, нахо­дящихся в завершающей стадии разработки, остается весьма высоким, составляя в отдельных случаях 50—70%.

Такое состояние с остаточными запасами, которые не могут быть извлечены традиционными методами заводнения, выдвину­ло на передний план задачи ускорения разработки и внедрения новых методов повышения нефтеотдачи пластов.

В настоящее время известно и внедряется большое число методов повышения нефтеотдачи пластов.

Они различаются по методу воздействия на продуктивные пласты, характеру взаимо­действия между нагнетаемым в пласт рабочим агентом и насы­щающей пласт жидкостью, видом вводимой в пласт энергии.

Все методы повышения нефтеотдачи можно разделить на гидро­динамические, физико-химические и тепловые.

Успешность применения методов повышения нефтеотдачи в большой мере зависит от уровня геолого-промысловых исследо­ваний нефтепродуктивного пласта, состояния его разработки и свойств, насыщающих пласт нефти, газа и воды.

Исследования нефтепродуктивного пласта предполагают изучение особенностей его строения с позиции правильной оцен­ки особенностей геометрии пласта с уточнением трассировки тектонических нарушений, линий выклинивания продуктивной части пласта, детальным расчленением объекта разработки на отдельные пласты и пропластки.

Особое внимание следует уде­лять литологической характеристике пород, слагающих продук­тивный пласт. Особенности литологии определяют структуру пористого пространства, что, в свою очередь, влияет на решение использовать тот или иной метод повышения нефтеотдачи.

Для принятия решения использовать методы повышения нефтеотдачи очень важно изучение геологических характеристик слагаю­щих пласт пород и насыщающих жидкостей, которые при реа­лизации этих методов вступают во взаимодействие с нагнетаемыми в пласт жидкостями, а это может сопровождаться неблагоприятными, для такого применения последствиями.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

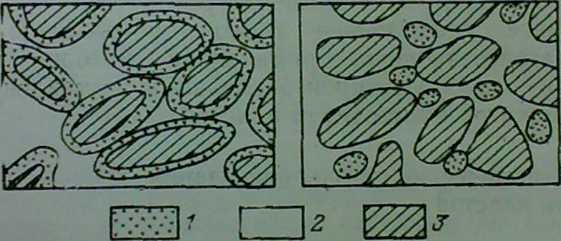
Так, например, при наличии в продуктивном пласте монтмориллонитовых глин и закачке в них пресной воды, щелочи, растворов поверхностно-активных веществ может происходить набухание глин с лотерей приемистости скважинами нагнетаемых жидко­стей, что делает задачу повышения нефтеотдачи нереализуемой.

Если в продуктивном пласте содержатся сильноминерализован­ные рассолы солей, то при взаимодействии их с закачиваемыми жидкостями возможно выпадение твердых кристаллов в осадок с закупоркой пор пласта.

Применению методов повышения нефтеотдачи должен пред­шествовать тщательный анализ состояния разработки объекта.

Наряду с изучением особенностей динамики показателей эк­сплуатации залежи нефти, с исследованием характера проявле­ния естественного режима и состояния обводненности пластов по площади и разрезу следует выявить характер залегания в пласте, остаточных запасов нефти после первичной разработки залежи нефти.

а б



(рис. 4 Схема нахождения остаточной нефти в пласте)

1 - нефть; 2 - вода; 3 - порода

М. Л. Сургучев показал, что остаточные запасы в пласте могут находиться в виде пленки нефти (рис. 4, а), обволаки­вающей зерна породы, или в виде скоплений нефти между зернами породы (рис. 4, б), а также в виде непромытых водой линзовидных включений или отдельных пропластков, не охва­ченных процессом, заводнения.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

Состояние остаточной нефтенасыщенности является опреде­ляющим для выбора метода повышения нефтеотдачи.

Если остаточная нефтенасыщенность представлена в неохваченных заводнением линзах или пропластках, то хорошие результаты можно получить при использовании гидродинамических методов повышения нефтеотдачи (циклическое заводнение, метод перемены направления фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости).

Если остаточная нефтенасыщенность представлена пленочной нефтью на поверхности породы, то предпочтительными методами повышения нефтеотдачи могут быть физико-химические (закачка ПАВ, мицеллярные растворы, за­качка углекислоты и др.).

2расчетно-практический раздел

**2.1 Определение проницаемости призабойной зоны пласта**

Основные параметры призабойной зоны скважины – коэффициент гидропроводности , коэффициент подвижности и проницаемость k. Используя результаты исследования нефтяных скважин на установившихся режимах работы, можно рассчитать названные параметры. Для этого воспользуемся уравнением Дюпюи:

Изм.

Лист

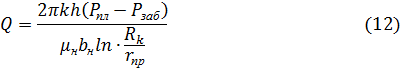
№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ



где – Проницаемость призабойной зоны, ;



- толщина пласта; м



- вязкость нефти в пластовых условиях, Па с;



- объемный коэффициент нефти при пластовой температуре:



- радиус контура питания, м;



- приведенный радиус скважины, м.



Уравнение (11) справедливо при в случае фильтрации необводненной нефти.



Перепишем выражение в виде:



или

Изм.

Лист

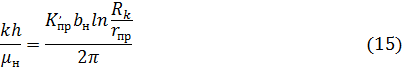
№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ



где - коэффициент продуктивности в определенный по результату исследования скважин. Для пересчета в используют следующую формулу:



Коэффициент гидропроводности призабойной зонный газовой скважины рассчитывают по формуле:



Где – Вязкость газа в пластовых условиях, ;



*а* – числовой коэффициент, имеющий размерность и вычисляемый по известному коэффициенту:



Задача. Рассчитать параметры призабойной зоны скважины, для которой экспериментально определенный коэффициент продуктивности Толщина продуктивного пласта h = 7 м; объемный коэффициент нефти при пластовой температуре плотность нефти в пластовых условиях вязкость пластовой нефти радиус контура питания приведенный радиус скважины



Решение. Определяем коэффициент продуктивности по формуле:



Рассчитываем по (14) коэффициент гидропроводности:

Изм.

Лист

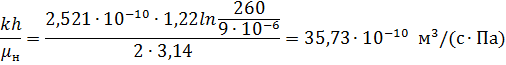
№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ



Рассчитываем коэффициент подвижности нефти:



Рассчитываем проницаемость призабойной зоны скважины:



* 1. **Определение продуктивности скважин**

Исследования на приток обычно проводится при стационарной работе скважин на нескольких режимах. Этот метод в промысловой практике получил название метода пробных откачек.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

Задача. Рассчитать коэффициент продуктивности безводной фонтанной скважины по данным ее исследования методом пробных откачек.

Режим работы скважины 1 2 3 5

Дебит нефти, т/сут 20 60 100 140

Забойное давление, МПа 18 15,4 13,2 11

Депрессия, МПа 1 3,6 5,8 8

Замер забойного давления проведен скважинным манометром.

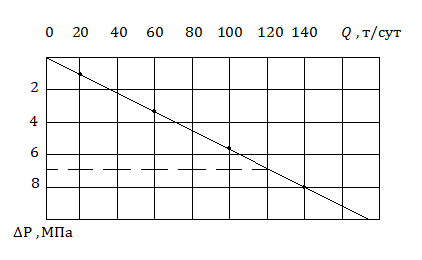
Решение. По результатам исследований строим индикаторную линию скважину (рис 12). Предварительно рассчитываем депрессию на каждом режиме работы:



где – Пластовое давление, МПа



- забойное давление МПа



(рис. 5 Линейная индикаторная линия скважины)

Из результатов исследований

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ



Видно что индикаторная линия прямолинейная в данном случае коэффициент продуктивности:



где - Коэффициент продуктивности,



- угол наклона индикаторной линии;



- дебит скважины, т/сут;



– депрессия, МПа



Таким образом



Примечание. В случае получения нелинейной индикаторной линии вычисление коэффициента продуктивности скважины невозможно.

Рассмотрим случай, когда индикаторная линия нелинейна. Уравнение притока жидкости в скважину в этом случае имеет вид:



где – коэффициент, характеризующий потери на трение и имеющий размерность, обратную размерности коэффициента продуктивности,

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ



– коэффициент, характеризующий инерционные потери и имеющий размерность (



Разделим выражение 28 на дебит Q:



Полученное выражение является уравнением прямой в координатах Таким образам, обработка результатов исследования по (21) позволяет найти коэффициент А и B.



заключение

Цель исследования скважин заключается в определении ее

продуктивности, получении данных о строении и свойствах

продуктивных пластов, оценке технического состояния скважин.

Продуктивность зависит от мощности и проницаемости пласта, вязкости, а также компонентного состава пластового флюида, диаметра скважины, степени и совершенства вскрытия пласта, способа вскрытия, физико-химических свойств и загрязнённости призабойной зоны.

Продуктивность может со временем меняться в зависимости от изменения нефтегазонасыщенности пласта и свойств призабойной зоны скважины.

Коэффициент продуктивности определяется при проведении гидродинамических исследований методом установившихся отборов. Используется при составлении проектов разработки месторождений, при определении рационального режима эксплуатации добывающих скважин и подборе необходимого для подъёма жидкости скважинного оборудования.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ

**Список литературы**

1. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов P.M. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: Нефтяник, 2007. – 880 с.: ил.

2. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 2000. – 244 с.

3. Желтов Ю.В., Мартос В.Н., Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 2000. – С. 7-27.

4. Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений.

# 5. Амелин И.Д., Андриасов Р.С., Гиматудинов Ш.К. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

ПИК.РМ.29.00.000.ПЗ