



**А.Н. Ярин**  
заслуженный работник нефтяной и газовой  
промышленности РФ  
ООО Проектное бюро «ТЭРМ»<sup>1</sup>  
генеральный директор  
Term@term-pb.ru

# Нормативы оптимальной изученности нефтяных месторождений

<sup>1</sup>Россия, 625000, Тюмень, ул. Дзержинского, 15.

*Цель статьи – взяв за базу «классические» нормативы, устанавливающие оптимальные объемы ГРП и исследовательских работ для залежей с различной степенью сложности геологического строения в зависимости от площади нефтеносности, – адаптировать эти нормативы к величине начальных геологических запасов нефти. Предлагаемый подход к решению рассматриваемой проблемы представляется более обоснованным*

**Ключевые слова:** нормативы; геологические параметры; продуктивные пласты; залежи нефти; скважины; оптимальная изученность; геологоразведочные работы; исследования керна и нефтей

Автор статьи благодарит А.В. Улыбина за помощь, оказанную при математической обработке исходных данных и графическом представлении результатов работы.

**В** последние годы нормативная база документов, определяющих требования государства к недропользователям в нефтяной промышленности России, претерпевает определенные изменения. В частности, введены в действие новая классификация запасов УВС, новые правила разработки месторождений УВС, новые правила подготовки технических проектов разработки месторождений УВС и др. В основе проводимых изменений законодательства лежит стремление чиновников повысить ответственность недропользователей за результаты разведки и разработки месторождений УВС, соответствие этих результатов проектным документам, согласованным Росгеолэкспертизой, ГКЗ, ЦКР Роснедр по УВС и др.

Не все новации в рассматриваемой сфере вызывают одобрение нефтегазодобывающих предприятий и проектных организаций. Ряд позиций осваивается по методу «проб и ошибок», путем внесения корректировок в недавно созданные нормативные документы. Реально ожидаемые преимущества новой системы контроля за недропользованием могут проявиться лишь спустя несколько лет с начала их применения. Пока же нестабильность в законодательстве и постоянное реформирование государственных стандартов недропользования затрудняют работу добывающих предприятий.

Одной из важнейших задач в области контроля за процессами разведки и разработки месторождений УВС является создание более обоснованных нормативов исследований и программ ГРП. Проблема дня состоит в том, что в настоящее время фактически отсутствуют государственные стандарты, определяющие конкретные, понятные специалистам-геологам и разработчикам *требования к оптимальной изученности месторождений УВС на стадии их разведки и разработки*. Не были они представлены и ранее, например, в обстоятельных «Методических рекомендациях по подсчету запасов...» [3] 2003 г.

В прежние времена проблема обоснования оптимальной изученности залежей УВС в наиболее полном и комплексном виде была представлена в работах известных российских геологов – А.Я. Фурсова, Э.М. Халимова и В.К. Гомзикова [1, 2], изданных, соответственно, 33 года и 27 лет назад, но не потерявших своей актуальности и поныне.

В частности, в монографии А.Я. Фурсова [1] изложены (с. 82, *табл. 11*) конкретные нормативы оптимальной изученности геологического строения залежей – в части бурения необходимого количества разведочных скважин (в том

числе с отбором керна) в зависимости от различной степени сложности геологического строения, размеров и количества содержащихся в залежах геологических запасов.

Автор работы [1] справедливо отмечал (с. 80), что «В задачах проектирования и планирования поисково-разведочных работ в качестве основной характеристики используются **площади залежей**. Поэтому дифференциация оптимальных объемов ГРП дается именно по этому параметру, с учетом других показателей, определяющих сложность геологического строения залежей, величину и точность подсчета запасов».

В принципе, признавая обоснованность принятия в работах [1, 2] при установлении необходимого количества разведочных скважин за базовый, исходный параметр – именно величины площади (км<sup>2</sup>) нефтеносности залежей, тем не менее следует отметить, что для других видов исследовательских работ более справедливым является использование не простых («линейных»), а более сложных («объемных») характеристик залежей нефти. А точнее – объема нефтенасыщенных пород залежи (тыс. м<sup>3</sup>), или, что еще более удобно для практического применения при нормировании исследовательских работ, – **количества начальных геологических запасов (НГЗ) нефти в залежи** (тыс. т).

Представляется, что на современном этапе именно этот последний показатель (НГЗ нефти) в силу его «универсальности» и должен быть положен в основу создания обновленных удельных нормативов оптимальной геологической изученности продуктивных пластов нефтяных месторождений.

В качестве направлений возможного совершенствования методики установления оптимального количества исследований на нефтяных залежах можно указать следующие.

1. Учет величины геологических запасов нефти залежей. Это связано с тем, что для одной и той же величины площади в условиях существенного варьирования средней нефтенасыщенной толщины залежи (например, от 5 до 15 м), количество геологических запасов также сильно изменяется (в данном случае – в три раза). В то же время планируемые согласно работе [2] на основе площади залежи нормативы исследований остаются в обоих случаях неизменными. Понятно, что с точки зрения обеспечения оптимальной геологической изученности рассматриваемых залежей такие результаты не являются логичными и «справедливыми».

2. В работе [2] при характеристике степени сложности геологического строения выделено всего лишь две группы залежей УВС: I – про-

стого геологического строения; II + III – сложного + очень сложного геологического строения. На наш взгляд, предпочтительнее выделять здесь не две, а три самостоятельных группы залежей УВС – I (простого строения), II (сложного строения) и III (очень сложного строения).

3. В работе [2] практически отсутствуют количественные критерии оптимальной изученности геологического строения для группы **крайне мелких нефтяных залежей (с НГЗ нефти – менее 500 тыс. т)**, а в то время как именно такие залежи сейчас в России открываются и разрабатываются в большом количестве.

4. Отдельные рекомендуемые нормативы [2], касающиеся объемов проведения исследовательских работ **для наиболее крупных и уникальных мегаместорождений**, представляются нам несколько заниженными. Они требуют пересмотра в сторону увеличения числа исследований.

5. В таблице 39 работы [2] недостаточно четко указано, что подразумевается под «числом определений»: или это количество образцов керн, или это количество опытов («потоковых» экспериментов) на керне, или это количество исследуемых скважин (свойства пластовой нефти и воды).

6. В работе [2] отсутствуют какие-либо аналитические зависимости для определения точных объемов различных исследовательских работ для конкретных размеров залежей.

При переходе от линейных размеров залежей (их площадь) к объемным характеристикам (НГЗ нефти) в настоящей статье в первом приближении использованы некие усредненные подсчетные геологические параметры, типичные для нефтяных пластов ХМАО-Югры, а именно: средняя нефтенасыщенная толщина – 5 м; средняя пористость – 20%; средняя нефтенасыщенность – 60%; плотность нефти в поверхностных условиях – 0,85 т/м<sup>3</sup>; пересчетный коэффициент из пластовых условий в поверхностные – 0,8.

В таблице 39 работы [2] выделено всего 8 групп залежей УВС, различающихся площадью нефтеносности. При указанных выше величинах подсчетных параметров этим площадям соответствуют ориентировочно следующие величины НГЗ:

Площадь, км <sup>2</sup>	2	5	10	25	50	100	300	1000
НГЗ, тыс. т	816	2040	4080	10 200	20 400	40 800	122 400	408 000

Исходя из приведенных выше соотношений площадей и их НГЗ нефти, объемы исследовательских работ из работы [2, **табл. 39**] были пересчитаны автором для условий соответствующих залежей, имеющих различное количество

начальных геологических запасов нефти. Понятно, что при изменении исходных подсчетных параметров соотношение запасов и площадей также поменяется.

Рассмотрим далее перечень исследуемых геологических параметров, ФЕС коллекторов и свойств флюидов.

В обстоятельной монографии [2] указанных выше известных специалистов-геологов – в §3 «Оптимальные объемы геолого-разведочных работ для подготовки залежей нефти к разработке», а также в подразделе «Требования к видам и натуральным объемам информации для оптимизации изученности залежей нефти...» (с. 182–189) и в таблице 39 («Основные требования к видам и объемам исследований при проведении геологоразведочных работ для подсчета запасов и проектирования разработки») – приведен достаточно полный и подробный перечень рекомендуемых направлений и объемов исследования различных геологических параметров.

**Отметим, что итоговая таблица 39 [2] и в настоящее время может рассматриваться как основополагающая при составлении программ ГРП и исследований нефтяных пластов.**

Конкретный перечень ключевых геологических параметров, для которых и были созданы (уточнены) нормативы оптимальной изученности продуктивных пластов, практически полностью заимствован автором из указанной работы [2].

Набор этих 13 основных параметров следующий:

- 1) открытая пористость пласта по керну;
- 2) абсолютная проницаемость пласта по керну;
- 3) начальная нефтенасыщенность пласта (по содержанию связанной воды);
- 4) петрофизические характеристики образцов керн по шлифам (в том числе карбонатность коллекторов);
- 5) то же – для карбонатных и сложнопостроенных коллекторов;
- 6) гранулометрический состав (в том числе карбонатность) для терригенных пластов;
- 7) механические свойства пластов (модуль Юнга, коэффициенты Пуассона, Био и Скемптона и др.);
- 8) характеристики смачиваемости коллекторов;
- 9) коэффициент вытеснения нефти водой (и остаточная нефтенасыщенность) для всего имеющегося диапазона проницаемости и начальной нефтенасыщенности пластов;
- 10) относительные фазовые проницаемости флюидов по результатам исследования на керне системы «нефть + вода»;

11) относительные фазовые проницаемости флюидов по данным лабораторного исследования керна для системы «нефть + газ + вода»;

12) свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании;

13) свойства пластовой воды из продуктивных пластов.

Понятно, что кроме указанных, сейчас находят применение и другие виды исследования керна: изучение прочих геомеханических характеристик пород, микропрофилирование керна, электронная томография порового пространства и др. Дополнительные виды исследований выполняются для ультранизкопроницаемых ( $K_{пр} < 2$  мД) коллекторов с целью определения граничных условий проявления неньютоновских свойств нефти, установления трендов (азимутов) распространения трещин гидроразрыва пласта (как в наклонно-направленных, так и в горизонтальных скважинах) и др. На сложнопостроенных месторождениях изучают свойства покрышек и глинистых разделов внутри продуктивных пластов.

Кроме указанных видов исследовательских работ на поверхности месторождений в России проводят скважинный (пассивный) сейсмомониторинг трещин ГРП, а иногда и 4D-сейсмомониторинг процесса вытеснения флюидов водой. Указанные виды исследовательских работ по сложнопостроенным месторождениям нормативно пока никак не учтены в действующих инструкциях и методиках.

Не зафиксированы специальными нормативными документами оптимальные комплексы ГРП и исследовательских работ для залежей, содержащих ТриЗ нефти, в том числе в породах абалакско-баженковского комплекса. Все эти новые задачи по их изучению требуют своей формализации и утверждения в виде стандартов проведения исследовательских работ.

### Оптимальные объемы исследовательских работ

Рассмотрим далее полученные в статье (рекомендуемые) оптимальные объемы (количество определений или скважин) проведения исследовательских работ на «традиционных» продуктивных пластах нефтяных месторождений – в зависимости от количества содержащихся в них начальных геологических запасов нефти, в интервале – от 100 тыс т до 1 млрд т.

Существенным обстоятельством при установлении новых (в зависимости от величины НГЗ) нормативов исследовательских работ является то, что вначале переход к ним (от старых нормативов [2]) был выполнен для одного (основного) параметра – пористости пластов. А за-

тем, соблюдая «пропорциональность» (заложенную в работе [2] – в зависимости от площади залежей и сложности их геологического строения) в объемах исследований по определению пористости и других параметров, были получены уточненные нормативы (от величины НГЗ). Таким образом, необходимая преемственность в «пропорциональности» объемов работ при определении различных параметров (в старом и новом подходах) – была соблюдена.

Вновь полученные автором нормативы оптимальной изученности нефтяных пластов представлены далее в Приложении:

а) в аналитическом виде, как показательная зависимость числа исследований параметров – от величины НГЗ нефти залежей (тыс. т) – **табл. 1**;

б) в табличном виде – для 23 типичных дискретных значений НГЗ нефти (тыс. т) пласта – **табл. 2**;

в) в наглядном графическом отображении – **рис. 1–13**.

В качестве практического примера использования новой методики рассчитаем оптимальное количество необходимых исследований по определению ряда геологических и других параметров для «типичной» нефтяной залежи с геологическими запасами нефти – 10 млн т. Из расчетов, проведенных по предложенным зависимостям (**табл. 1**), следует, что:

– необходимое количество определений пористости на керне – для залежей простого, сложного и очень сложного строения оценивается нами, соответственно – в 121, 162 и 202 образца керна;

– то же самое – для установления проницаемости указанных залежей – 91, 122 и 152 образца керна;

– то же для определения нефтенасыщенности (по содержанию связанной воды) – 76, 101 и 126 образцов керна;

– необходимое количество определений коэффициента вытеснения нефти водой – 10, 12 и 15 опытов;

– отбор глубинных проб нефти для залежей с НГЗ = 10 млн т в условиях простого, сложного и очень сложного строения необходимо выполнить, соответственно, в 4, 5 и 7 скважинах.

Полученные результаты в целом удовлетворительно коррелируют с данными об объемах исследовательских работ, взятыми из книги [2], которые были основаны на параметре – площади нефтеносности залежей.

При выполнении исследовательских работ, указанных в **табл. 2** и на **рис. 1–13**, необходимо обращать внимание на выполнение условия обеспечения равномерной изученности зале-

жей по площади, в том числе с учетом наличия различных типов геологического строения продуктивных пластов.

Полученные в настоящей статье нормативы оптимальной изученности нефтяных пластов, очевидно, могут быть уточнены для: газоносных пластов; газоконденсатных залежей; аномальных пластов (типа баженовско-абалакского комплекса); месторождений УВС, расположенных на шельфе РФ; сверхгигантских месторождений УВС и т.п.


Таким образом, предложенный в настоящей статье методический подход к установлению оптимальных объемов исследовательских работ на нефтяных пластах может быть рекомендован к практическому применению в нефтяной промышленности России.

### Выводы

1. В настоящее время в отечественной нефтяной отрасли отсутствуют официально утвержденные (в виде РД) нормативы оптимальной геологической изученности залежей УВС, ко-

торые нефтегазодобывающие компании могли бы использовать в своей практической работе при планировании ГРП и исследовательских работ на их лицензионных участках. В результате государству в этом направлении – нечего контролировать.

2. Для залежей нефти с различной степенью сложности геологического строения разработаны нормативы оптимальной геологической изученности – в зависимости от одного (базового) параметра – величины начальных геологических запасов нефти залежи с учетом степени сложности их геологического строения.

3. Представленные нормативы оптимальной геологической изученности нефтяных пластов рекомендуется доработать с учетом мнений всех заинтересованных сторон и включить в новые «Правила составления проектных технологических документов» или в «Методическое руководство по обоснованию рациональной изученности нефтяных месторождений РФ на стадии их разведки и разработки». 

---

### Литература

1. Фурсов А.Я. Оптимизация изученности нефтяных месторождений. М.: Недра. 1985. 210 с.
2. Халимов Э.М., Гомзиков В.К., Фурсов А.Я. Управление запасами нефти. М.: Недра. 1991. 284 с.
3. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003.

---

UDC 553.04

**A.N. Yanin**, Honored Worker of the Oil and Gas Industry of the Russian Federation, General Director of LLC Project Office "TERM"<sup>1</sup>, Term@term-pb.ru

<sup>1</sup>15 Dzerginsky str., Tyumen, 625000, Russia.

## Norms of Optimal Study of Oil Deposits

**Abstract.** The purpose of the article is to take the "classical" standards as the basis for setting the optimal volumes of geological exploration and research work for deposits with varying degrees of complexity of the geological structure depending on the area of oil content – to adapt these standards to the size of the initial geological reserves of oil. The proposed approach to the solution of the problem under consideration seems more justified.

**Keywords:** standards; geological parameters; productive layers; oil deposits; wells; Optimal study; geological prospecting; core and oil tests.

---

### References

1. Fursov A.Ā. *Optimizaciā izučennosti neftānyh mestoroždenij* [Optimization of the study of oil deposits]. Moscow, Nedra Publ., 1985, 210 p.
2. Halimov Ė.M., Gomzikov V.K., Fursov A.Ā. *Upravlenie zapasami nefti* [Management of oil reserves]. Moscow, Nedra Publ., 1991, 284 p.
3. *Metodičeskie rekomendacii po podsčetu geologičeskikh zasasov nefti i gaza ob"emnym metodom* [Methodological recommendations on the calculation of geological reserves of oil and gas by volumetric method]. Edited by V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Ācenko. Moscow-Tver, VNIGNI, NPC «Tvergeofizika» Publ., 2003.

**Приложение.**

Таблица 1.

Аналитические зависимости для определения оптимального количества исследований нефтяных пластов

NN п/п	Параметры	Вид зависимости для пластов с различной сложностью геологического строения		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	Открытая пористость пласта по керну /количество образцов керна/	$N = 1,1898 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 1,5615 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 1,9757 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
2	Абсолютная проницаемость пласта по керну /количество образцов керна/	$N = 0,89235 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 1,171125 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 1,481775 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
3	Нефтенасыщенность пласта по керну (по содержанию связанной воды) /количество образцов керна/	$N = 0,743625 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 0,9759375 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 1,2348125 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
4	Петрофизические исследования пород по шлифам (в т.ч. карбонатность коллекторов) /количество образцов керна/	$N = 1,1898 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 1,5615 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 1,9757 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
5	Петрофизические исследования карбонатных пород по шлифам /количество образцов керна/	$N = 0,5949 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 0,78075 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 0,98785 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
6	Гранулометрический состав породы, в т.ч. карбонатность для терригенных коллекторов /количество образцов керна/	$N = 1,0911 \cdot \text{НГЗ}^{0,2864}$	$N = 1,059 \cdot \text{НГЗ}^{0,3323}$	$N = 1,2837 \cdot \text{НГЗ}^{0,3431}$
7	Коэффициент сжимаемости породы по образцам керна /количество образцов керна/	$N = 0,6659 \cdot \text{НГЗ}^{0,2489}$	$N = 0,8634 \cdot \text{НГЗ}^{0,2523}$	$N = 1,0933 \cdot \text{НГЗ}^{0,2505}$
8	Смачиваемость коллекторов по образцам керна /количество образцов керна/	$N = 0,353 \cdot \text{НГЗ}^{0,2424}$	$N = 0,46 \cdot \text{НГЗ}^{0,2453}$	$N = 0,575 \cdot \text{НГЗ}^{0,2447}$
9	Коэффициент вытеснения нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	$N = 0,2817 \cdot \text{НГЗ}^{0,3856}$	$N = 0,2949 \cdot \text{НГЗ}^{0,4018}$	$N = 0,3385 \cdot \text{НГЗ}^{0,4083}$
10	Определение ОФП при вытеснении нефти водой на образцах керна /количество опытов на керне/	$N = 0,4167 \cdot \text{НГЗ}^{0,368}$	$N = 0,5174 \cdot \text{НГЗ}^{0,3668}$	$N = 0,6383 \cdot \text{НГЗ}^{0,3606}$
11	Определение ОФП в системе (нефть, газ, вода) на образцах керна /количество опытов на керне/	$N = 0,365 \cdot \text{НГЗ}^{0,3235}$	$N = 0,4733 \cdot \text{НГЗ}^{0,3269}$	$N = 0,5993 \cdot \text{НГЗ}^{0,3252}$
12	Свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании глубинных проб /количество скважин/	$N = 0,0333144 \cdot \text{НГЗ}^{0,5015}$	$N = 0,046845 \cdot \text{НГЗ}^{0,5037}$	$N = 0,0612467 \cdot \text{НГЗ}^{0,5021}$
13	Свойства пластовой воды /количество скважин/	$N = 0,3123 \cdot \text{НГЗ}^{0,2011}$	$N = 0,4099 \cdot \text{НГЗ}^{0,2033}$	$N = 0,5186 \cdot \text{НГЗ}^{0,2017}$

Условные обозначения: N – количество образцов керна (опытов на керне) или скважин, шт.; НГЗ – начальные геологические запасы нефти по пласту (залежи), тыс. т

Таблица 2.

Оптимальные объемы исследовательских работ (количество определений) в зависимости от величины НГЗ нефти и степени сложности геологического строения залежей (1–13, рис. 1–13)

1) Параметр - открытая пористость пласта по керну				
№ п/п	НГЗ, тыс.т.	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	9	12	15
2	100	12	16	20
3	250	19	26	32
4	500	27	36	45
5	1000	39	51	64
6	2500	61	81	101
7	5000	86	114	143
8	7500	105	140	175
9	10000	121	162	202
10	15000	148	199	247
11	25000	192	257	320
12	50000	271	364	452
13	75000	332	446	554
14	100000	383	516	641
15	200000	542	731	907
16	300000	665	897	1112
17	400000	768	1036	1284
18	500000	859	1160	1437
19	600000	941	1271	1574
20	700000	1016	1374	1701
21	800000	1087	1469	1819
22	900000	1153	1559	1930
23	1000000	1215	1644	2034

2) Параметр - абсолютная проницаемость пласта по керну				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	7	9	11
2	100	9	12	15
3	250	15	19	24
4	500	21	27	34
5	1000	29	38	48
6	2500	46	61	76
7	5000	64	86	107
8	7500	79	105	131
9	10 000	91	122	152
10	15 000	111	149	186
11	25 000	144	193	240
12	50 000	203	273	339
13	75 000	249	335	416
14	100 000	288	387	481
15	200 000	407	548	680
16	300 000	499	673	834
17	400 000	576	777	963
18	500 000	644	870	1078
19	600 000	706	953	1181
20	700 000	762	1030	1276
21	800 000	815	1102	1364
22	900 000	865	1169	1447
23	1 000 000	912	1233	1526

Рис. 1.  
Зависимость оптимального количества образцов керна (N) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т)

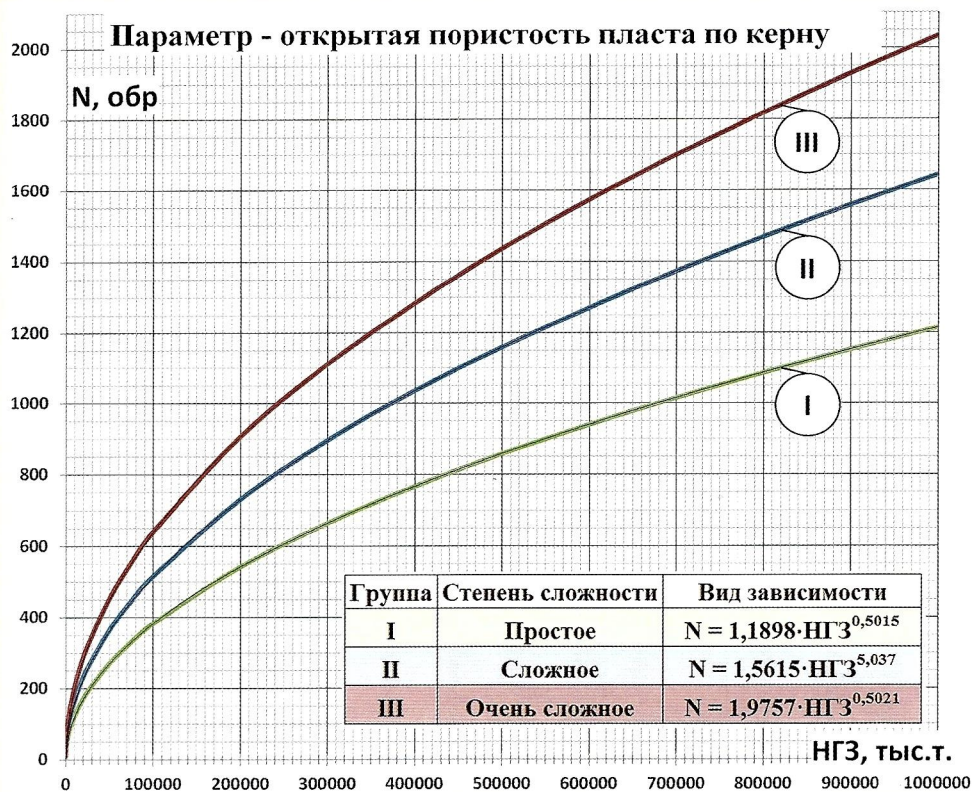
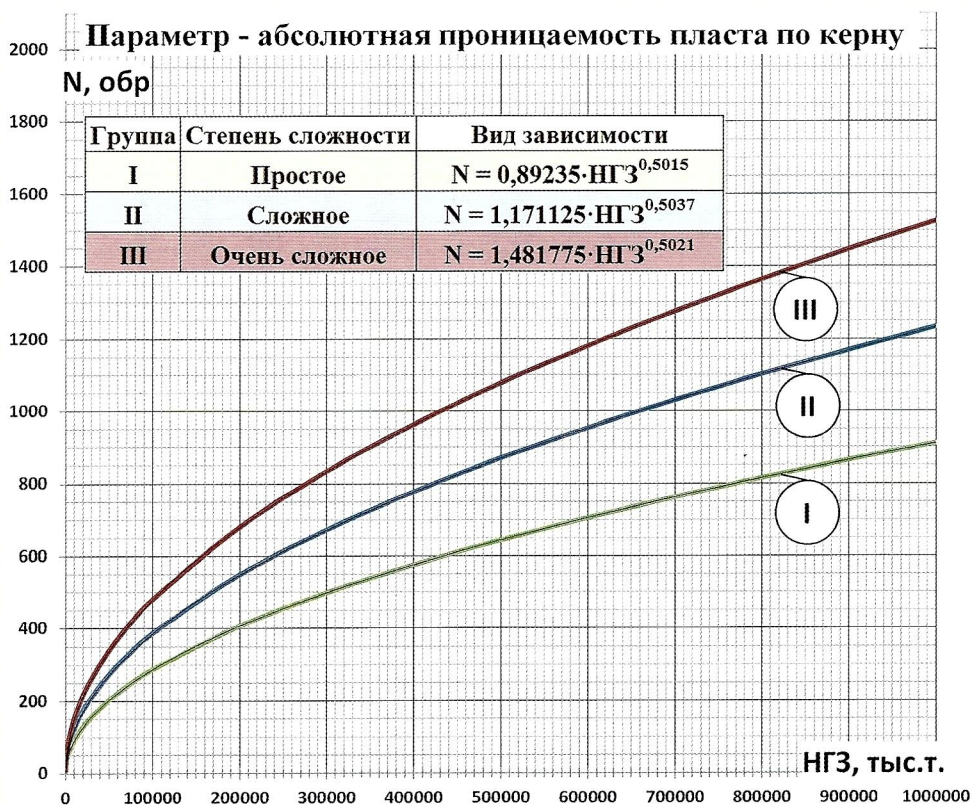


Рис. 2.  
Зависимость оптимального количества образцов керна (N) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т)





3) Параметр - нефтенасыщенность пласта по керну (по содержанию связанной воды)				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	6	8	9
2	100	8	10	13
3	250	12	16	20
4	500	17	23	28
5	1000	24	32	40
6	2500	38	51	63
7	5000	54	72	89
8	7500	66	88	109
9	10 000	76	101	126
10	15 000	93	124	155
11	25 000	120	161	200
12	50 000	170	228	283
13	75 000	208	279	347
14	100 000	240	323	401
15	200 000	339	457	567
16	300 000	416	561	695
17	400 000	480	648	803
18	500 000	537	725	898
19	600 000	588	795	984
20	700 000	635	859	1063
21	800 000	679	918	1137
22	900 000	721	975	1206
23	1 000 000	760	1028	1272

4) Петрофизические исследования пород по шлифам (в т.ч. карбонатность коллекторов)				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	9	12	15
2	100	12	16	20
3	250	19	26	32
4	500	27	36	45
5	1000	39	51	64
6	2500	61	81	101
7	5000	86	114	143
8	7500	105	140	175
9	10 000	121	162	202
10	15 000	148	199	247
11	25 000	192	257	320
12	50 000	271	364	452
13	75 000	332	446	554
14	100 000	383	516	641
15	200 000	542	731	907
16	300 000	665	897	1112
17	400 000	768	1036	1284
18	500 000	859	1160	1437
19	600 000	941	1271	1574
20	700 000	1016	1374	1701
21	800 000	1087	1469	1819
22	900 000	1153	1559	1930
23	1 000 000	1215	1644	2034

Рис. 3.

Зависимость оптимального количества образцов керна (N) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т))

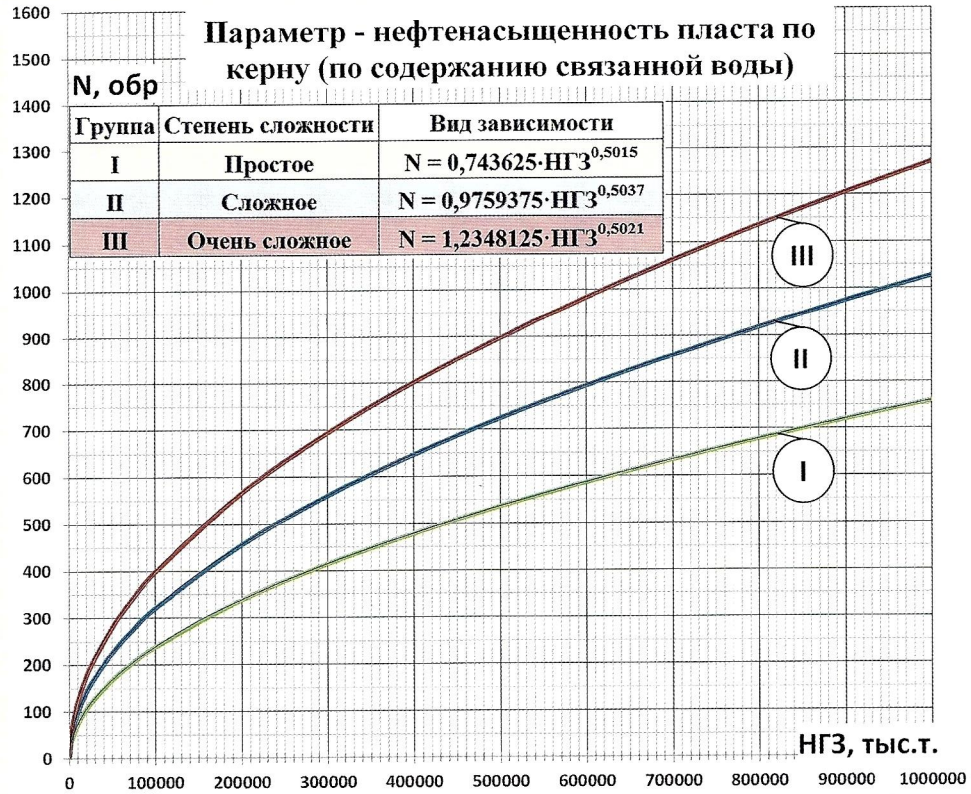
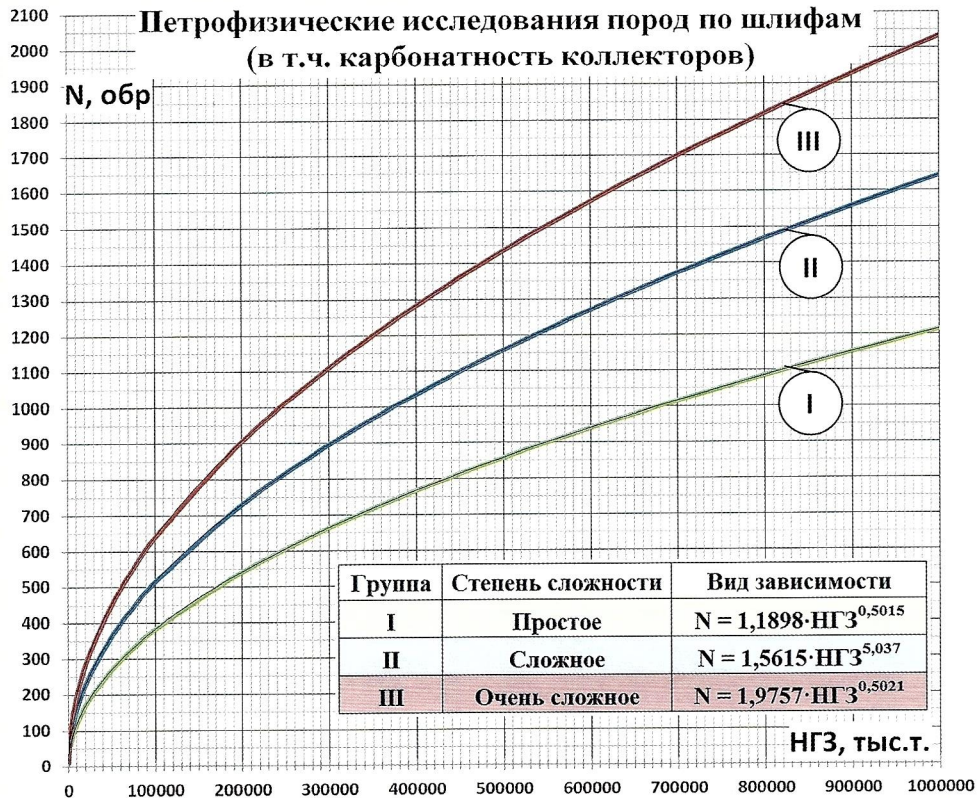


Рис. 4.

Зависимость оптимального количества образцов керна (N) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т))



5) Петрофизические исследования карбонатных пород по шлифам				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	5	6	8
2	100	6	8	10
3	250	10	13	16
4	500	14	18	23
5	1000	20	26	32
6	2500	31	41	51
7	5000	43	57	72
8	7500	53	70	88
9	10 000	61	81	101
10	15 000	74	100	124
11	25 000	96	129	160
12	50 000	136	182	226
13	75 000	166	223	277
14	100 000	192	258	321
15	200 000	271	366	454
16	300 000	333	449	556
17	400 000	384	518	642
18	500 000	430	580	719
19	600 000	471	636	787
20	700 000	508	687	851
21	800 000	544	735	910
22	900 000	577	780	965
23	1 000 000	608	822	1017

6) Гранулометрический состав породы, (в т.ч. карбонатность для терригенных коллекторов)				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	4	4	5
2	100	5	5	7
3	250	6	7	9
4	500	7	9	11
5	1000	8	11	14
6	2500	11	15	19
7	5000	13	18	24
8	7500	15	21	28
9	10 000	16	23	31
10	15 000	18	26	35
11	25 000	20	31	42
12	50 000	25	39	53
13	75 000	28	45	61
14	100 000	30	49	67
15	200 000	36	62	85
16	300 000	41	70	98
17	400 000	44	77	108
18	500 000	47	83	116
19	600 000	50	89	124
20	700 000	52	93	130
21	800 000	54	97	137
22	900 000	56	101	142
23	1 000 000	58	105	147

Рис. 5.  
Зависимость оптимального количества образцов керна (N) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т)

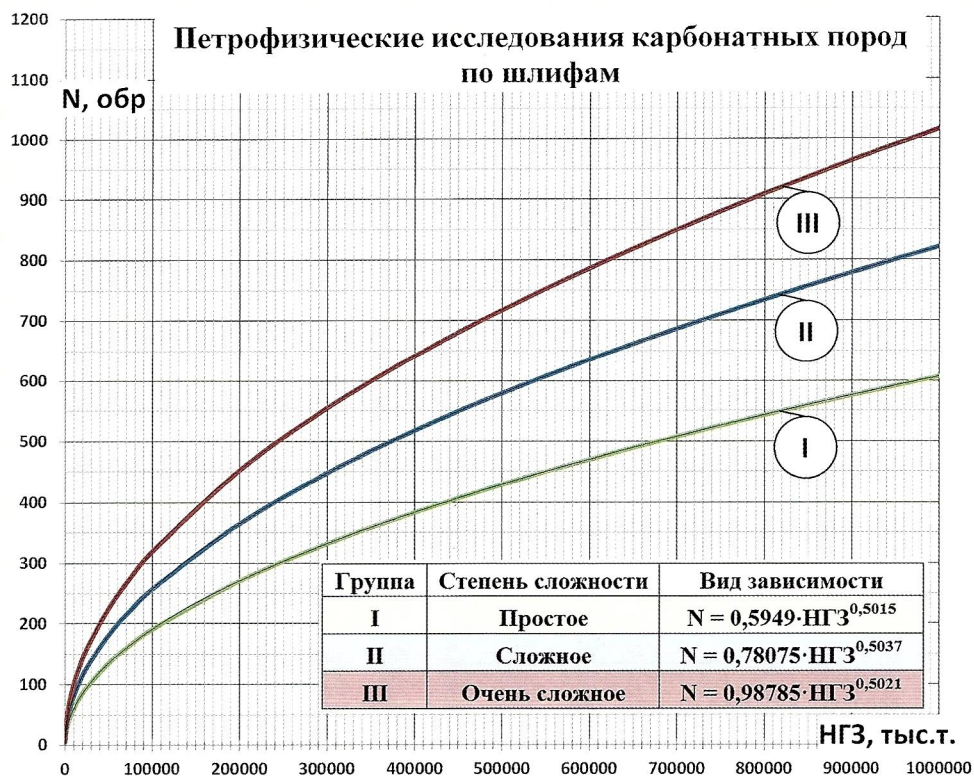
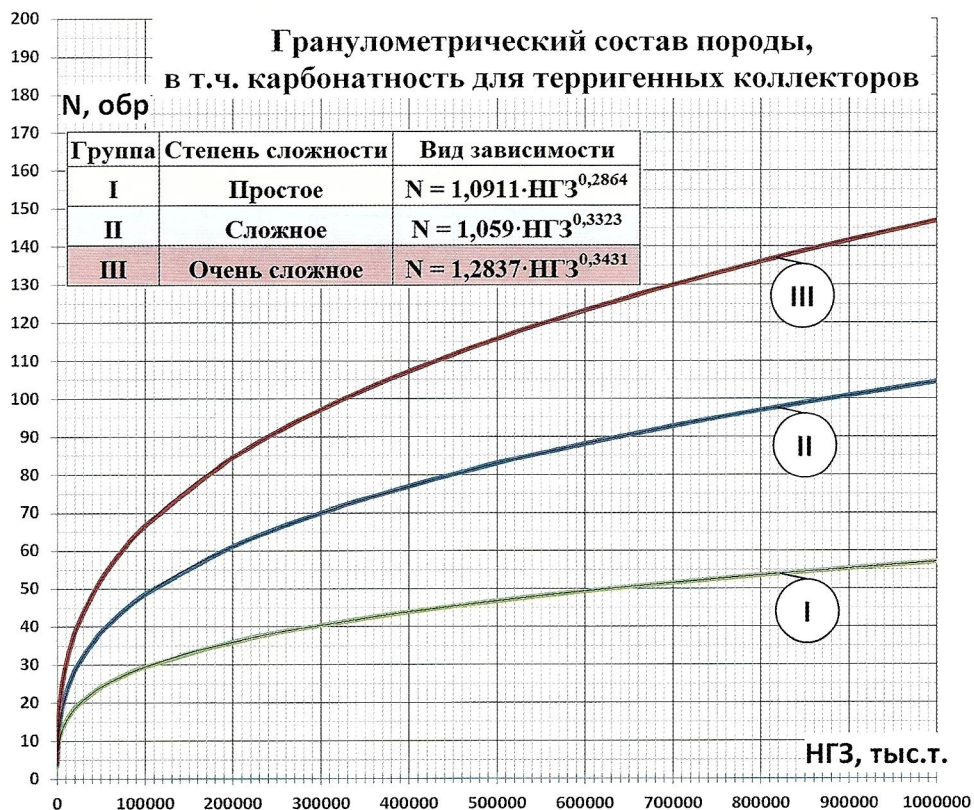


Рис. 6.  
Зависимость оптимального количества образцов керна (N) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т)



7) Параметр - коэффициент сжимаемости породы по образцам керна				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	2	3	3
2	100	3	3	4
3	250	3	4	5
4	500	4	5	6
5	1000	4	5	7
6	2500	5	7	8
7	5000	6	8	10
8	7500	7	9	11
9	10 000	7	9	11
10	15 000	8	10	13
11	25 000	9	12	14
12	50 000	10	14	17
13	75 000	11	15	19
14	100 000	12	16	20
15	200 000	14	19	24
16	300 000	16	21	26
17	400 000	17	23	28
18	500 000	18	24	30
19	600 000	19	25	31
20	700 000	19	26	32
21	800 000	20	27	33
22	900 000	21	28	34
23	1 000 000	21	29	35

8) Параметр - смачиваемость коллекторов по образцам керна				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	1	2	2
2	100	2	2	2
3	250	2	2	3
4	500	2	3	3
5	1000	2	3	4
6	2500	3	4	4
7	5000	3	4	5
8	7500	4	5	6
9	10 000	4	5	6
10	15 000	4	5	7
11	25 000	5	6	7
12	50 000	5	7	9
13	75 000	6	8	9
14	100 000	6	8	10
15	200 000	7	10	12
16	300 000	8	11	13
17	400 000	9	11	14
18	500 000	9	12	15
19	600 000	9	13	15
20	700 000	10	13	16
21	800 000	10	13	17
22	900 000	10	14	17
23	1 000 000	11	14	17

Рис. 7.

Зависимость оптимального количества образцов керна (N) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т)

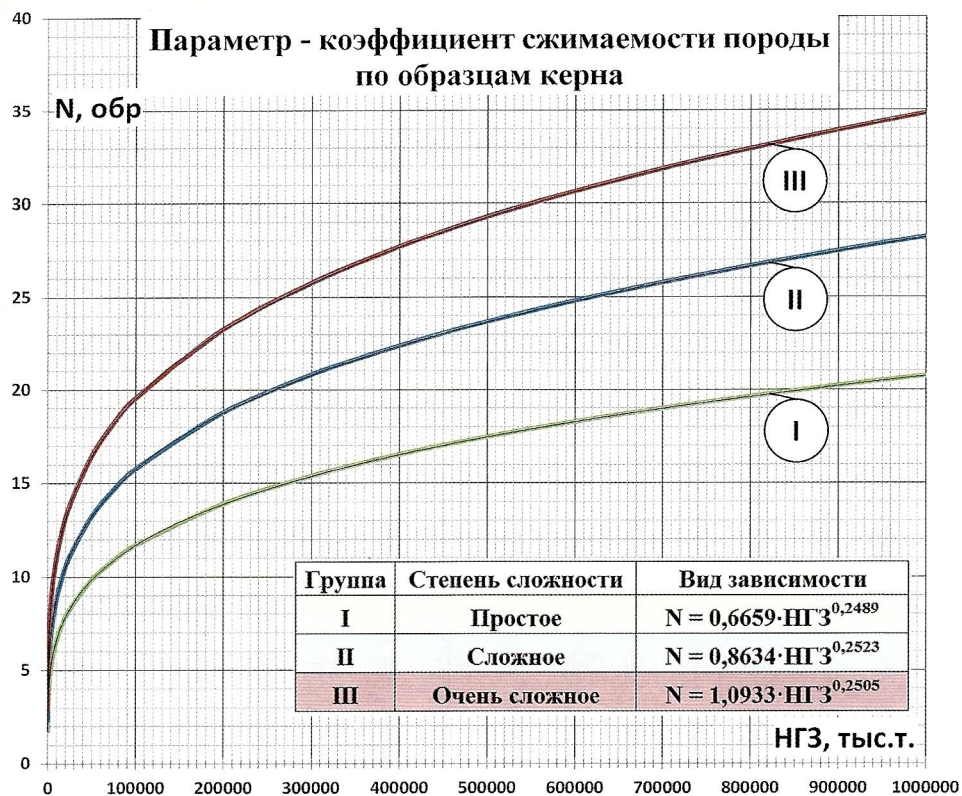
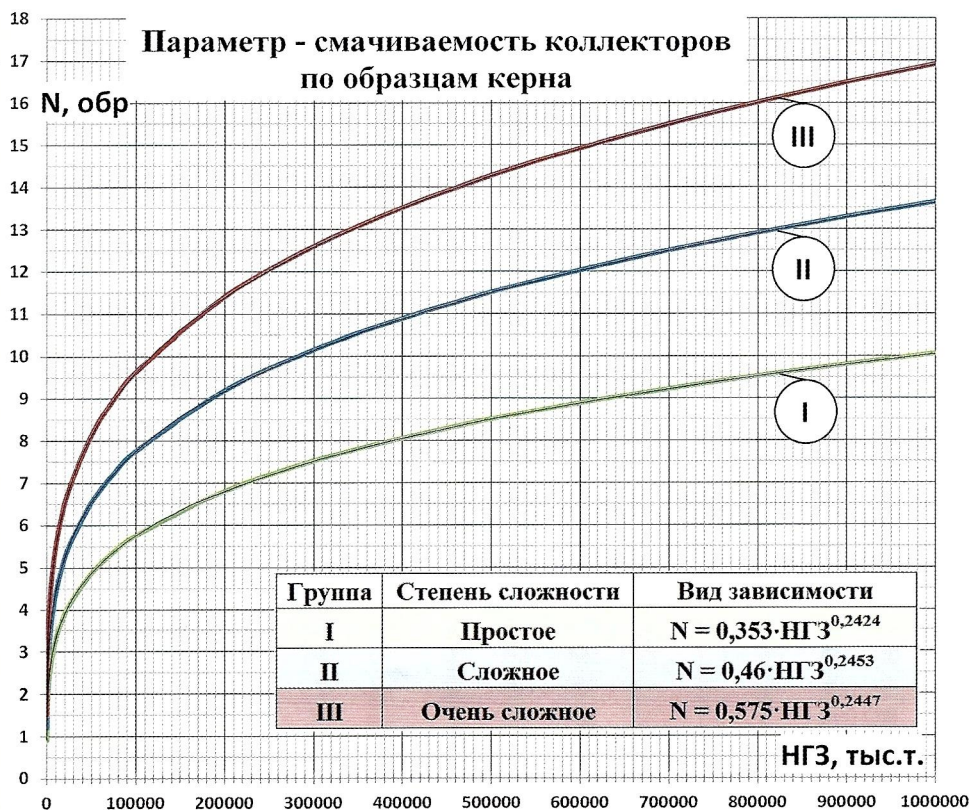


Рис. 8.

Зависимость оптимального количества образцов керна (N) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т)



9) Параметр - коэффициент вытеснения нефти водой по образцам керна				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	2	2	2
2	100	2	2	3
3	250	3	3	4
4	500	4	4	5
5	1000	5	5	6
6	2500	6	7	9
7	5000	8	10	11
8	7500	9	11	13
9	10 000	10	12	15
10	15 000	12	15	18
11	25 000	14	18	22
12	50 000	19	23	29
13	75 000	22	27	34
14	100 000	24	31	38
15	200 000	32	40	50
16	300 000	37	47	59
17	400 000	41	53	66
18	500 000	45	58	72
19	600 000	48	62	78
20	700 000	51	66	83
21	800 000	54	70	88
22	900 000	56	73	92
23	1 000 000	58	76	96

10) Определение относительной фазовой проницаемости (ОФП) при вытеснении нефти водой на образцах керна				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	2	3	3
2	100	3	3	4
3	250	4	4	5
4	500	5	6	7
5	1000	6	7	8
6	2500	8	10	11
7	5000	10	12	14
8	7500	12	14	16
9	10 000	13	16	18
10	15 000	15	18	21
11	25 000	18	22	25
12	50 000	23	28	32
13	75 000	26	32	37
14	100 000	29	36	41
15	200 000	38	46	53
16	300 000	44	53	61
17	400 000	49	59	67
18	500 000	53	64	73
19	600 000	56	69	78
20	700 000	59	73	82
21	800 000	62	76	86
22	900 000	65	80	90
23	1 000 000	68	83	94

Рис. 9.

Зависимость оптимального количества образцов керна ( $N$ ) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т)

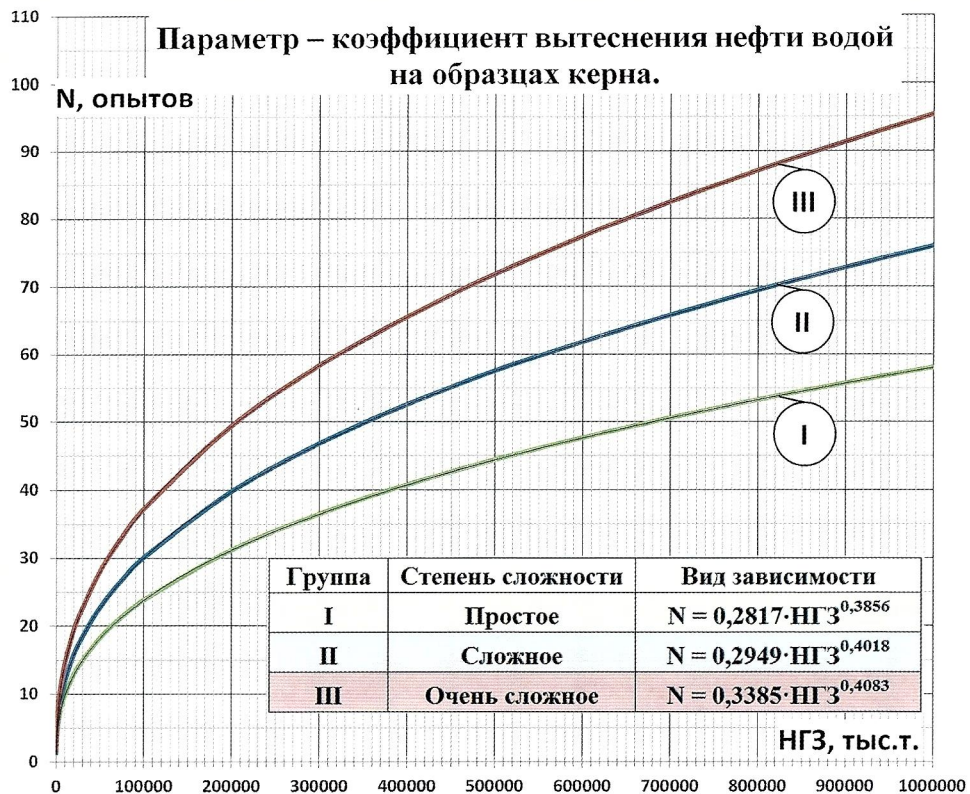
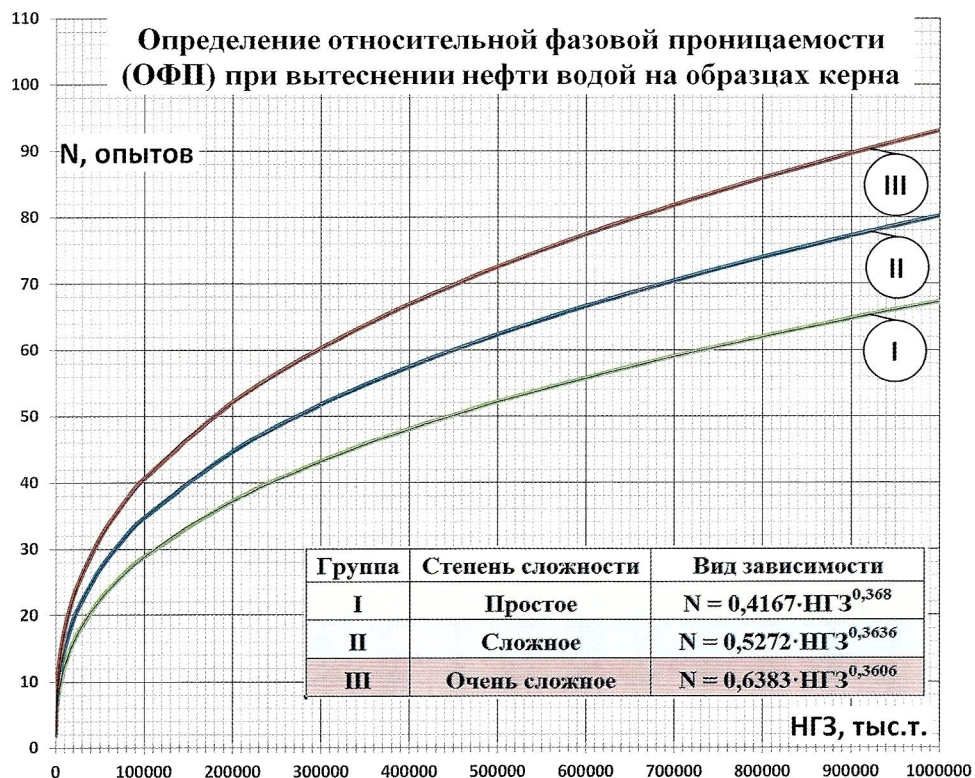


Рис. 10.

Зависимость оптимального количества образцов керна ( $N$ ) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т)





11) Определение ОФП в системе (нефть, газ, вода) на образцах керна				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	2	2	3
2	100	2	3	3
3	250	3	3	4
4	500	3	4	5
5	1000	4	5	6
6	2500	5	7	8
7	5000	6	8	10
8	7500	7	9	11
9	10 000	8	10	12
10	15 000	9	11	14
11	25 000	10	13	17
12	50 000	13	17	21
13	75 000	14	19	24
14	100 000	16	21	26
15	200 000	19	26	32
16	300 000	22	30	37
17	400 000	24	33	40
18	500 000	26	35	43
19	600 000	28	37	46
20	700 000	29	39	48
21	800 000	30	41	50
22	900 000	31	42	52
23	1 000 000	32	44	54

12) Свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании глубинных проб				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	1	1	1
2	100	1	1	1
3	250	1	1	1
4	500	1	2	2
5	1000	2	2	2
6	2500	2	3	4
7	5000	3	4	5
8	7500	3	5	6
9	10 000	4	5	7
10	15 000	5	6	8
11	25 000	6	8	10
12	50 000	8	11	15
13	75 000	10	14	18
14	100 000	11	16	20
15	200 000	16	22	29
16	300 000	19	27	35
17	400 000	22	32	40
18	500 000	25	35	45
19	600 000	27	39	49
20	700 000	29	42	53
21	800 000	31	45	57
22	900 000	33	47	60
23	1 000 000	35	50	64

Рис. 11.

Зависимость оптимального количества лабораторных опытов (N) по определению ОФП для трёх фаз (нефть, газ, вода) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т)

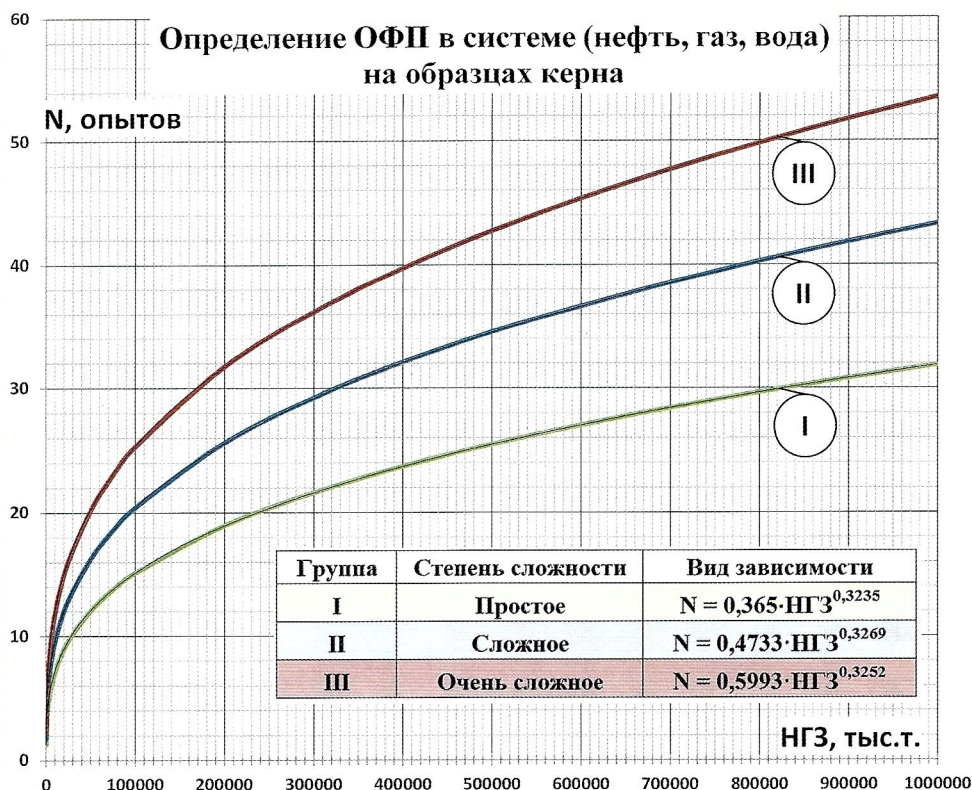
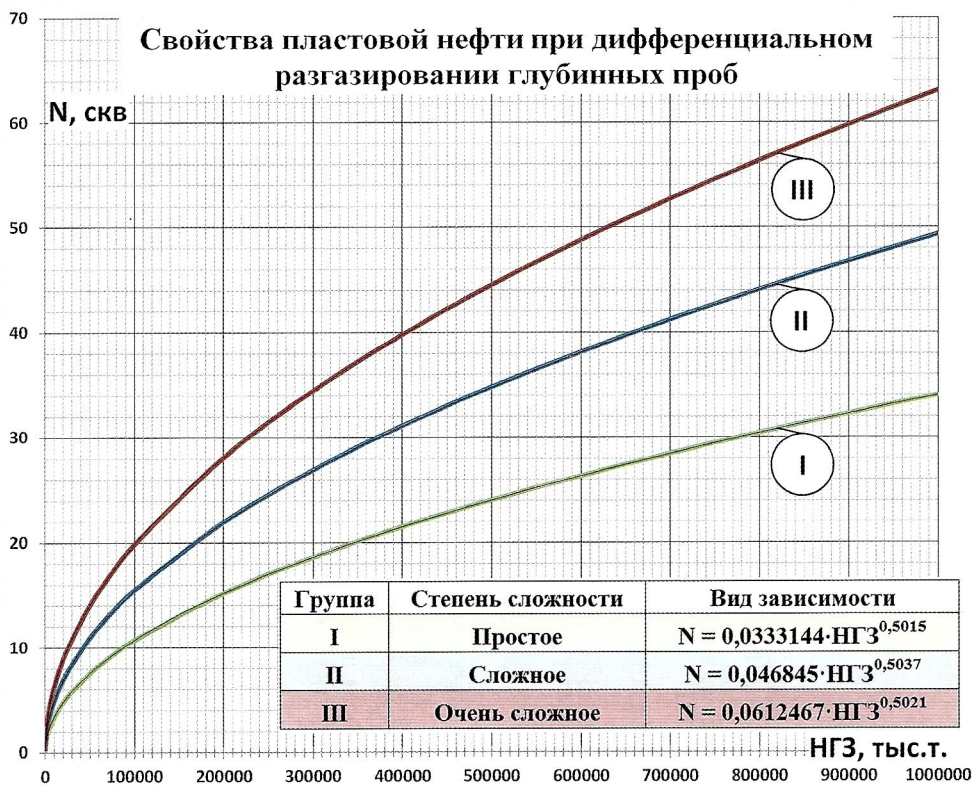


Рис. 12.

Зависимость оптимального количества образцов керна (N) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т)



13) Свойства пластовой воды				
№ п/п	НГЗ, тыс. т	Степень сложности геологического строения залежей		
		Простое	Сложное	Очень сложное
		(I)	(II)	(III)
1	50	1	1	1
2	100	1	1	1
3	250	1	1	1
4	500	1	2	2
5	1000	2	2	2
6	2500	2	2	2
7	5000	2	2	3
8	7500	2	2	3
9	10 000	2	3	3
10	15 000	3	3	3
11	25 000	3	3	4
12	50 000	3	4	4
13	75 000	3	4	4
14	100 000	4	4	5
15	200 000	4	5	5
16	300 000	5	5	6
17	400 000	5	6	6
18	500 000	5	6	7
19	600 000	5	6	7
20	700 000	6	6	7
21	800 000	6	7	7
22	900 000	6	7	8
23	1 000 000	6	7	8

Рис. 13.  
Зависимость оптимального количества образцов керна (N) от величины НГЗ нефти пласта (тыс. т)

