

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

Определение нефтенасыщенности

Определение пористости

Пустоты по их форме различают трех видов: межзерновые поры, трещины и каверны.

Доли объема породы, соответствующие этим видам пустот, составляют коэффициенты межзерновой ($K_{n,m}$), трещинной ($K_{n,t}$) и каверновой ($K_{n,k}$) пористости (емкости). При наличии в породе пустот всех трех видов $K_n = K_{n,m} + K_{n,t} + K_{n,k}$.

Пористость может определяться как по данным отдельных видов ГИС (НК, ГГКП, АК, ПС и др.), так и по комплексу этих методов. Большинство методик определения пористости по данным ГИС базируется на использовании статистических связей между коэффициентом пористости K_p и геофизическими параметрами, определенными на керне или снятыми с соответствующей диаграммы. Длительное время в качестве базовой методики определения K_p используется методика, основанная на статистической зависимости $a_{пс} = f(K_p)$.

В последние годы разработано несколько новых методик определения K_p по данным ГИС, основанных как на базе петрофизических исследований керна, так и на базе строгих математических расчетов.

Определение емкостных свойств и литологии пластов по этой методике рекомендуется проводить по материалам радиоактивного и акустического каротажа. Определение коллекторских свойств пластов по геофизическим данным обычно проводят по эталонным кривым зависимостей показаний геофизических методов от рассматриваемого параметра, которые составляют для каждого района и каждого типа горных пород отдельно.

Построение таких кривых возможно двумя способами:

1. по данным лабораторных исследований физических и коллекторских свойств пород, отобранных из параметрических и разведочных скважин;
2. по результатам статистических сопоставлений показаний геофизических методов против пластов с известными параметрами, с численными значениями последних.

Достоверность сведений о средних значениях параметров пласта определяют числом исследованных образцов керна, отобранных из пласта. Принято считать, что для достаточно однородных пластов сведения о величине средних значений его параметров достаточно достоверны, если на 1 м разреза приходится одно или более определений. С повышением неоднородности пласта число образцов керна должно быть увеличено. Обычно в песчано-глинистом разрезе наилучшие результаты дают электрические, а в карбонатном — радиоактивные методы

Для определения пористости предпочтительно использование петрофизических связей типа "керн-ГИС". При их отсутствии используются связи типа "керн-керн". Широко используются различные интерпретационные модели (уравнения), константы которых (минералогическая плотность, интервальное время скелета, содержание химически связанной воды в глинах и др.) должны быть обоснованы по результатам исследования керна.

Корреляционные способы

При обосновании количественного критерия "коллектор-неколлектор" корреляционным способом используется, в основном, петрофизическая информация. Для этих целей выполняются следующие построения.

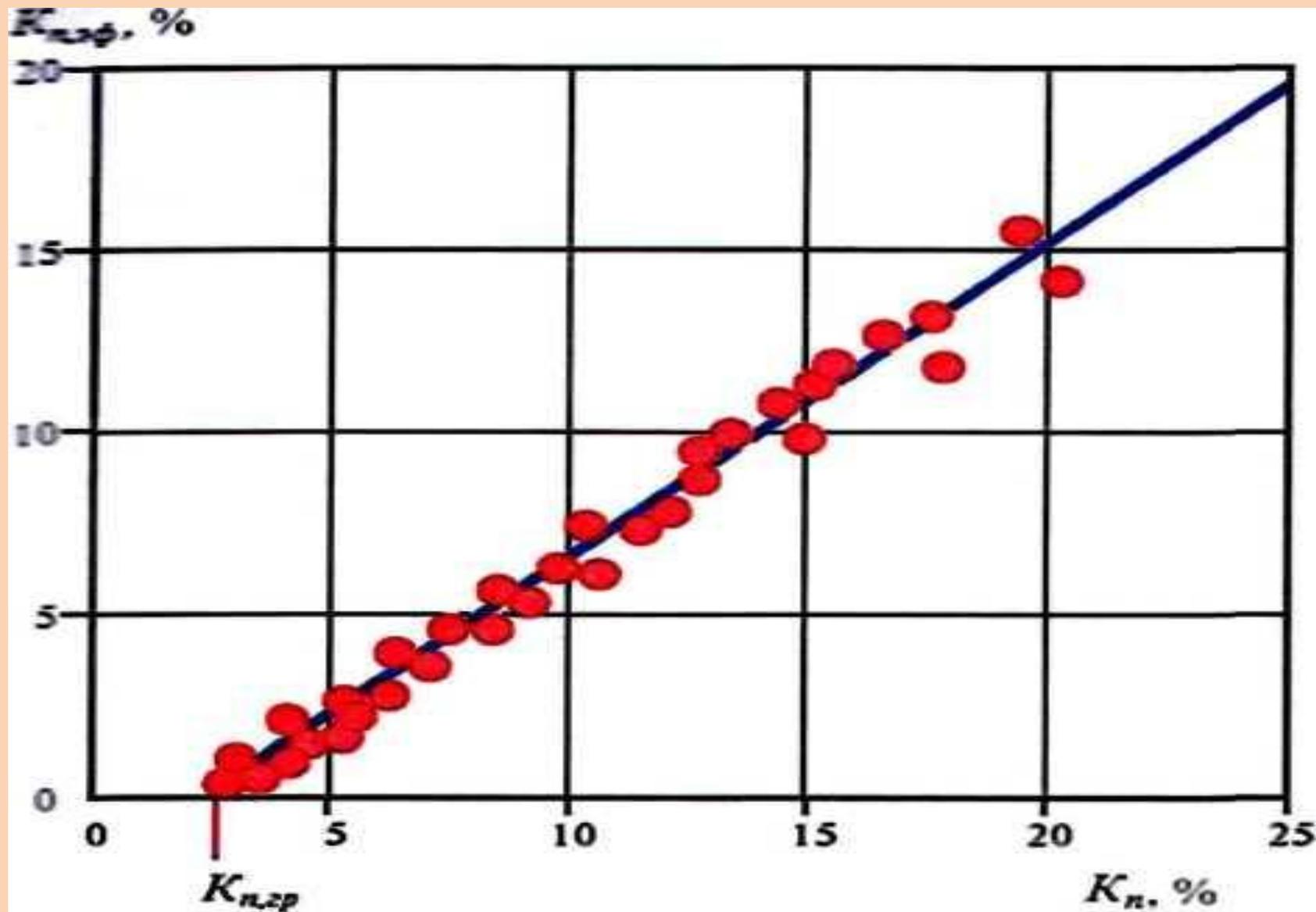
1. Сопоставление общей пористости K_n и эффективной $K_{n,эф}$ (для газовых залежей) или динамической $K_{n,дин}$ (для нефтяных залежей) пористости, где $K_{n,эф} = K_n (1 - K_{во})$, $K_{n,дин} = K_n (1 - K_{во} - K_{но})$, $K_{во}$ - остаточная (неснижаемая) водонасыщенность, $K_{но}$ - остаточная нефтенасыщенность.

Корреляционные способы

В данном случае под величиной K_{no} понимают содержание остаточной нефти, неизвлекаемой из породы при заводнении. Значения K_{no} находят по результатам лабораторного моделирования процессов вытеснения нефти водой или прямым определением экстракционным методом на герметизированных образцах керна, отобранного на ПЖ с водной основой.

Очевидно, что выполнение условия $K_{n,эф} (K_{n,дин}) > 0$ свидетельствует о наличии в породе эффективного пустотного пространства, которое может быть занято нефтью или газом. Граничные значения $K_{n,гр}$ и $K_{пр,гр}$, отвечающие условию $K_{n,эф} (K_{n,дин}) = 0$, устанавливают по корреляционным графикам между $K_{n,эф} (K_{n,дин})$, $K_{пр}$ и $K_{n,эф} (K_{n,дин})$.

Сопоставление эффективной пористости $K_{n,эф}$ с пористостью K_n



Методические принципы нахождения основных связей сводятся к следующему:

а) объем выборки должен обеспечить представительность образцов во всем диапазоне изменения фильтрационно-емкостных характеристик;

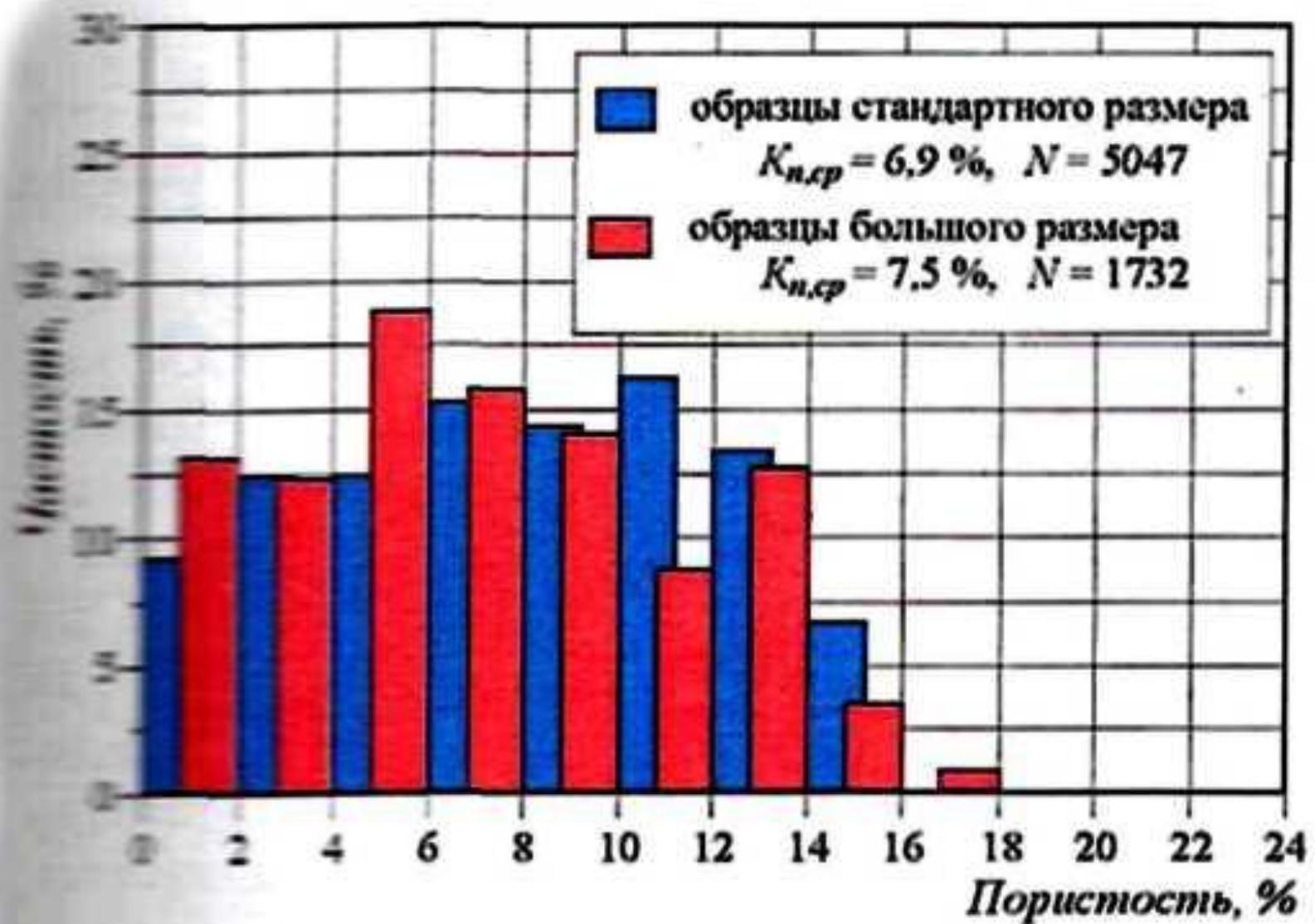
б) подготовка образцов должна обеспечить сохранение коллекторских и физических свойств пород, в том числе при измерении электрических характеристик, когда должно наблюдаться равенство поверхностных свойств пород, имеющих место в пластовых условиях, свойствам керна в лабораторных условиях;

в) в качестве насыщающей жидкости должна использоваться пластовая вода или ее модель, обычно представляющая собой водный раствор хлористого натрия с концентрацией, устанавливаемой по результатам химического анализа пластовых вод;

г) исследования образцов глинистых, разбухающих и разрушающихся пород должны быть выполнены при насыщении образцов водным раствором хлористого кальция, смеси хлористого натрия и хлористого кальция или керосином; д) при построении связей между P_n и $K_n \cdot \Delta t$ и K_n измерения должны выполняться в термобарических условиях, имитирующих пластовые.

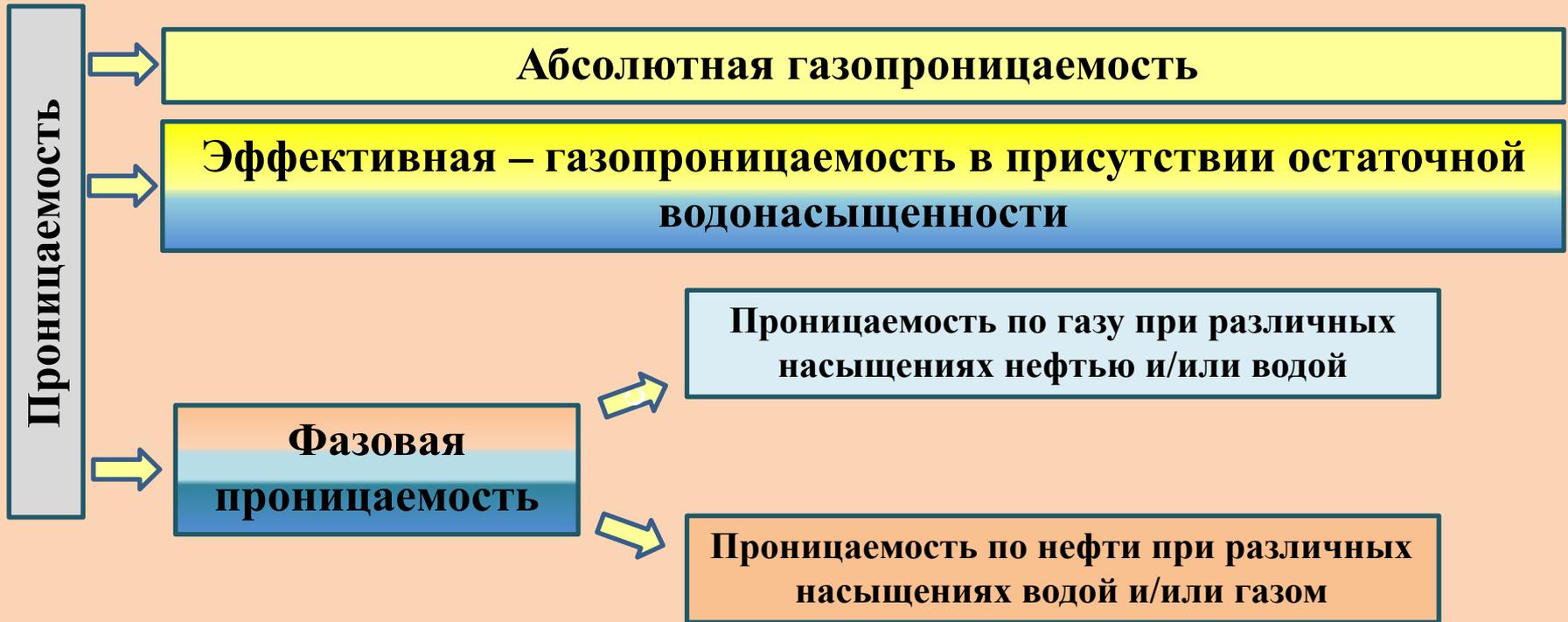
Количество образцов, необходимых для построения связей "керна-керна", зависит от большого количества факторов и до выполнения исследований априорно сколько-нибудь надежно не определяется. Правильный характер зависимостей устанавливается при количестве образцов, большем 30; надежные петрофизические связи получают, если количество использованных образцов превышает 100.

Для сокращения объемов исследований выбор образцов для представительной коллекции, удовлетворяющей перечисленным условиям, осуществляют после предварительного сопоставления значений K_n и K_{np} , выполненных при массовом определении этих параметров для исследуемого объекта (залежи, продуктивного горизонта, пласта и др.).



Петрофизические связи типа "керн-ГИС" получают по результатам анализов керна и интерпретации данных ГИС в базовых скважинах или пластопересечениях. В качестве таких пластопересечений рекомендуются пласты, отвечающие следующим требованиям: а) толщина - не менее 1.5 м (для обеспечения надежности оценки любой геофизической характеристики, используемой для построения связи): б) вынос керна из исследуемых пластов (интервалов, долблений) - не менее 80%; в) плотность анализов - не менее 3-5 на 1 м вынесенного керна. Значения K_n , используемые для получения связи, следует определять в условиях, аналогичных пластовым, или приводить к ним, если измерения выполнены при атмосферных условиях.

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА



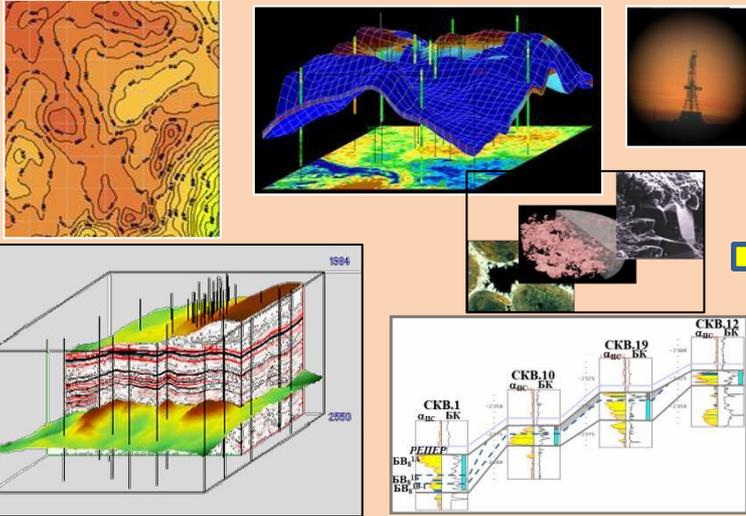
Проницаемость – способность породы пропускать жидкость и газ

Проницаемость измеряется в дарси. За дарси принимается такая проницаемость, при которой через породу с поперечным сечением 1 кв. см и при перепаде давления 1 ат на протяжении 1 см проходит 1 куб. см жидкости вязкостью 1 спз.

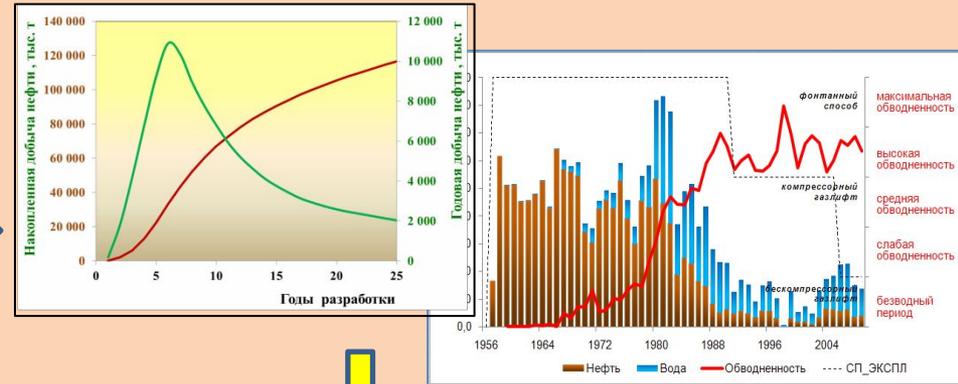
$$\text{Коэффициент проницаемости} = \frac{(\text{объем флюида} \cdot \text{вязкость флюида})}{(\text{площадь сечения образца} \cdot \text{градиент давления})} \text{ М}^2$$

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Подсчет запасов и ресурсов нефти и газа, оценка необходимых объемов геологоразведочных работ

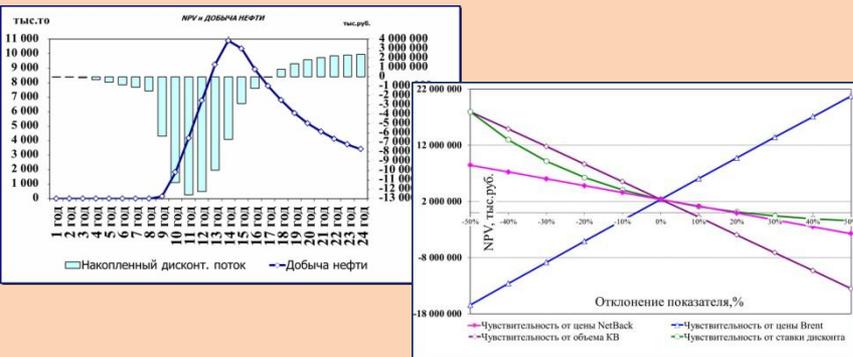


Расчет профилей добычи нефти и газа, анализ разработки приобретаемых месторождений



Экономическая оценка

Добыча		Выручка от реализации		Затраты по проекту, млн.руб.			NPV, млн.руб.	IRR, %	DPP, годы	PI, доли ед.
нефть, млн.	поп. газ, млрд. м3			Всего	Капиталь- ные	Эксплуат а- ные				
93,93	0,00	540 824,1	462 910,6	134 616,1	110 855,2	217 439,3	2 371,5	18,3%	17	1,1
93,9	0,0	540 824,1	462 910,6	134 616,1	110 855,2	217 439,3	2 371,5	18,3%	17	1,1



Оценка планируемых мероприятий по обустройству месторождений

Объекты строительства	Объем/мощность	Стоимость, тыс. руб.
Отсыпка куста скважин	199 скв./17 куст	4 080 000,00
Обустройство куста и скважин	199скв./17 кустов	1 293 500,00
Строительство водозаборных скваж	22 скв	1 760 000,00
Нефтеесборные сети:	67 км	
Φ 114x8 мм	L=32 км	539 125,83
Φ 159x8 мм	L=15 км	360 000,00
Φ 219x8 мм	L=5 км	140 581,78
Φ 273x8 мм	L=5 км	176 403,89
Φ 325x8 мм	L=5 км	209 644,70
Φ 426x8 мм	L=4 км	219 672,80
Φ 720x8 мм	L=1 км	93 544,88
УПН+СИКН	1 компл./Qн=18000 тонн/сут Qж=30 000 тонн/сут	8 823 557,71
Оборудование не входящее в смету	199 скв.	
ИТОГО		17 696 031,59

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ

Оценка характера насыщенности коллекторов включает разделение их на водоносные и нефтегазосодержащие, установление типа насыщающих углеводородов (газ, нефть) и оценку возможности получения притоков нефти или газа. Трудности и достоверность решения этих задач существенно различны для поровых коллекторов, содержащих один тип насыщающего флюида (газ, нефть, воду), и для коллекторов со сложной структурой пустотного пространства либо насыщенных двумя-тремя флюидами.

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ

В пределах нефтяных (газовых) залежей выделяются сверху вниз две зоны:

- однофазной фильтрации нефти (газа),
- двухфазной фильтрации нефти (газа) и воды.

Нижней границей зоны однофазной фильтрации нефти (газа) является водонефтяной (газоводяной) контакт ВНК* (ГВК*).

Нижней границей зоны двухфазной фильтрации и залежи в целом является водонефтяной (газоводяной) контакт ВНК (ГВК).

В пределах зоны однофазной фильтрации может быть выделена подзона предельной насыщенности с $K_e = K_{e0}$ и подзона неопредельной насыщенности с $K_{e0} < K_e < K_e^*$. В отдельных случаях при малой высоте вся залежь находится в зоне двухфазной фильтрации, и с самого начала из нее добывают нефть с водой.

При построении геологической модели и подсчете запасов за нижнюю границу залежи принимается водонефтяной (газоводяной) контакт ВНК (ГВК), являющийся границей, ниже которой при опробовании получают однофазный приток воды, а выше - приток нефти (газа) с водой. Эту границу называют также уровнем свободной воды (УСВ).

Уровень безводного притока нефти ВНК* (ГВК*) - верхняя граница зоны двухфазной фильтрации - может определяться тогда, когда это необходимо для решения технологических вопросов освоения залежи.

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ГТИ, КЕРНА И ИСПЫТАНИЙ ПЛАСТОВ

Оценка характера насыщенности во данным ГТИ и керна

Данные ГТИ используются обычно на качественном уровне, чтобы определить наличие или отсутствие в изучаемой части разреза нефтегазонасыщенных пород, а также оценить приближенное местоположение межфлюидных контактов. В то же время, современное аппаратное и методическое обеспечение ГТИ принципиально позволяет повысить разрешающую способность метода при обосновании положения этих контактов и использовать их не только при оперативной обработке результатов бурения скважин, но и при подсчете запасов. Методика интерпретации данных ГТИ при этом заключается в следующем.

Оценка характера насыщенности во данным ГТИ и керна

При ГТИ мерой продуктивности коллекторов служит так называемый остаточный газовый фактор флюида пласта $G_{\text{фо}}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$), определяемый через приведенную газонасыщенность горной породы $\Gamma_{\text{пр}}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$) и ее пористость $K_{\text{п}}$.

Величина $\Gamma_{\text{пр}}$ рассчитывается одним из двух способов: через объемную газонасыщенность ПЖ $\Gamma_{\text{об}}$, определяемую акустическим методом в потоке ПЖ на выходе из скважины или рассчитываемую через плотность ПЖ, измеренную на входе в скважину и на выходе из нее (с учетом "отставания"); через суммарные газопоказания газоанализатора $\Gamma_{\text{сум}}$ с учетом коэффициента разбавления E и коэффициента дегазации $K_{\text{д}}$ применяемого дегазатора.

Оценка характера насыщенности во данным ГТИ и керна

Определение $\Gamma_{пр}$ первым способом предпочтительнее, т.к. при втором способе большие погрешности при измерении $\Gamma_{пр}$ могут дать нестабильность K_0 и неучет неуглеводородных компонентов в составе газа. При расчетах $\Gamma_{пр}$ через $\Gamma_{об}$ используется не абсолютное значение $\Gamma_{об}$, а его приращение $\Delta\Gamma_{об}$ над фоновым значением.

В целом, методика определения $G_{фо}$ и используемых при этом параметров $\Gamma_{пр}$, $\Gamma_{об}$, $\Gamma_{сум}$ и других подробно изложена в работах [14. 15] и поэтому здесь не рассматривается.

Граничные значения $G_{фо}$, используемые для разделения коллекторов на продуктивные и непродуктивные, определяются из опыта работы в конкретном регионе. Например, для Волго-Уральской НГП $G_{фо,гр} = 1,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$, для Западно-Сибирской НГП - $2,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. В любом случае значения $G_{фо} > 4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ соответствуют продуктивным коллекторам, поскольку эта величина является предельным значением

Более надежным источником информации для оценки характера насыщенности являются, естественно, результаты исследования керна. При достаточном выносе керна в интервале межфлюидных контактов (по крайней мере более 70%) в процессе послойного макроописания керна на буровой легко устанавливается переход от водоносной к нефтенасыщенной части разреза. Более того, по разгазированию керна, длящемуся иногда несколько часов после его подъема на поверхность (особенно в плотных разностях), возможно по данным макроописания выделение газоносных пластов.

Еще более точно оценка характера насыщенности реализуется по результатам лабораторных анализов керна. В качестве примера на приведено распределение остаточной нефтенасыщенности по высоте залежи Лянторского месторождения; здесь для более полного использования керновой информации по ряду скважин результаты определения остаточной нефтенасыщенности были нормализованы по толщине нефтяной залежи. Еще раз отметим, что при достаточном отборе керна в зоне контакта его положение определяется вполне надежно.

Оценка характера насыщенности по результатам испытаний в процессе бурения и в колонне

В открытом стволе бурящихся скважин испытания проводят с помощью испытателей пластов на бурильных трубах (ИПТ) и опробователей (испытателей) пластов на каротажном кабеле (ОИПК). Последние обладают высокой избирательностью и позволяют получить пробу пластового флюида с замером пластового давления в любой точке пласта с надежной привязкой ее по глубине к диаграммам ГИС, что очень важно при испытании пластов с неоднородным по высоте характером насыщенности (газ-нефть-вода) и пластов, близко расположенных друг к другу, относящихся к разным залежам.

Оценка характера насыщенности по результатам испытаний в процессе бурения и в колонне

Оценка характера насыщенности по результатам испытания с помощью ОИПК основана на том, что даже при интенсивном проникновении в продуктивные пласты фильтратов ПЖ в зоне проникновения остается часть газа и нефти, объемное содержание которых в порах составляет не менее 10 - 30% и которые поступают в баллон ОИПК вместе с фильтратом за счет больших депрессий, создаваемых при отборе проб.

Критерии определения характера насыщенности пластов по данным опробователей (испытателей) пластов на каротажном кабеле

Пласты		
нефтедержащий	водоносный	газосодержащий
Основные критерии		
Наличие нефти в пробе	Наличие пластовой воды в пробе	Количество газа в баллоне, равное нескольким десяткам или сотням литров
Компонентный состав углеводородных газов, характерный для нефтеносного пласта	Компонентный состав углеводородных газов, характерный для водоносного пласта	-
Вспомогательные критерии		
Содержание УВ в газе более 15% при отсутствии в пробе пластовой воды. Сопротивление жидкости близко к сопротивлению фильтра	Сопротивление жидкости в пробе ниже сопротивления фильтра	Высокое суммарное содержание УВ при отсутствии пластовой воды

При наличии нефти в пробе необходимо по результатам анализов контрольной пробы ПЖ и по записям в акте на подготовку скважины к проведению исследований удостовериться, что полученная в процессе испытания нефть

Оценка характера насыщенности по результатам испытаний в процессе бурения и в колонне

В коллекторах порового и каверново-порового типов успех оценки характера насыщенности по результатам испытания с помощью ОИПК тем выше, чем больше их пористость и проницаемость и меньше глубина зоны проникновения и продолжительность времени между разбуриванием и испытанием. При уменьшении пористости, а также в коллекторах трещинного типа эффективность применения ОИПК снижается вследствие увеличения количества бесприточных точек, вызванных прижатием отверстия стока скважинного прибора к отдельным непроницаемым участкам породы.

Оценка характера насыщенности по результатам испытаний в процессе бурения и в колонне

Более уверенно характер насыщенности коллекторов, особенно сложного строения (трещинных, каверновых, глинистых), определяется по результатам их испытаний с помощью ИПТ.

Испытания в колонне являются в настоящее время наиболее массовым источником прямой информации о нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов. Достоверность оценки характера насыщенности по данным испытаний в колонне снижается при следующих условиях:

- совместное испытание пластов, принадлежащих двум и более залежам; даже при получении в этом случае однофазного притока нефти или газа без каротажного контроля за испытаниями (т.е. локализации в разрезе работающих интервалов) испытанные пласты не могут быть

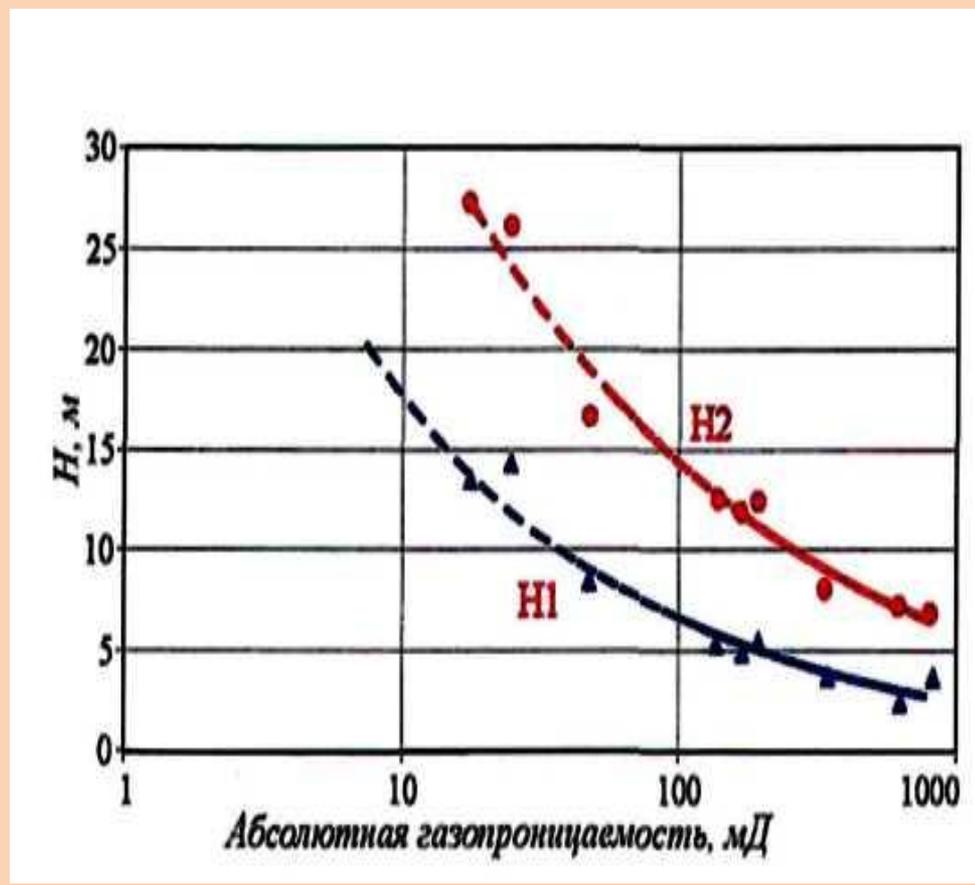
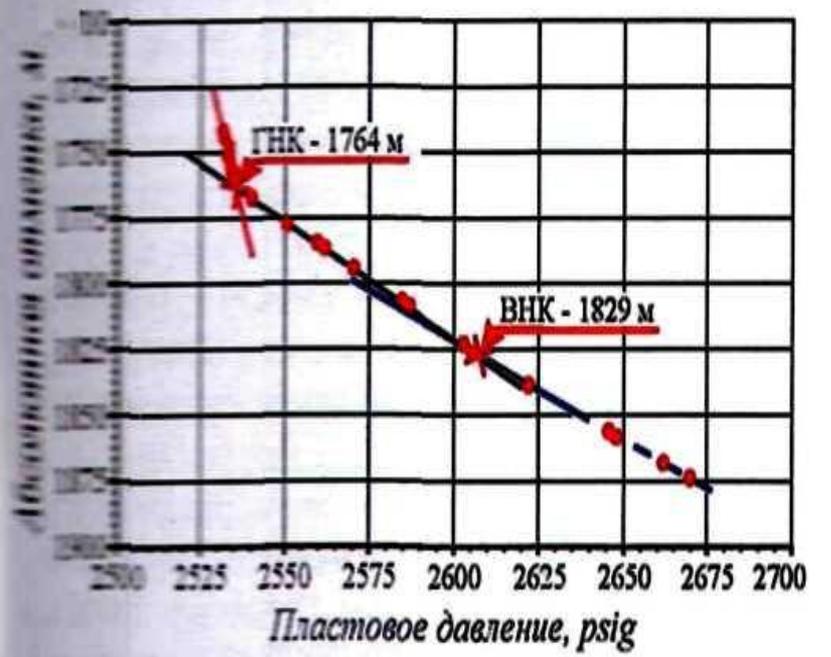
Оценка характера насыщенности по результатам испытаний в процессе бурения и в колонне

- плохое или неизвестное качество цементирования колонны в интервале перфорации;
- применение методов интенсификации притока, в результате чего возможно формирование искусственных каналов гидродинамической связи интервала перфорации с выше- и нижележащими пластами, насыщенными отличающимся по составу от интервала перфорации флюидом;
- испытание зон двухфазной фильтрации, когда существенно зависят от режима испытаний.

Оценка характера насыщенности по данным анализа градиентов давлений

Оценка характера насыщенности по данным анализа давлений, получаемым с помощью приборов на каротажном кабеле, используется и может быть использована при достаточном количестве измерений $p_{пл}$. В качестве примера на рис. 6.28 приведено распределение пластового давления по высоте залежи, полученное с помощью прибора MDT с погрешностью замера давления, не превышающей $0,1 \text{ кгс/см}^2$. Из рисунка видно закономерное изменение градиента давления при последовательном переходе от воды к нефти и газу.

Распределение пластового давления по высоте залежи. Шельф о. Сахалин



Сопоставление проницаемости с расстоянием от УСВ до подошвы (H_1) и кровли (H_2) зоны двухфазной фильтрации.

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ГИС

Оценка характера насыщенности по электрическому сопротивлению

Удельное сопротивление ρ_n определяется по данным комплекса БКЗ-БК-ИК. Рекомендуется использовать для этих целей так называемую изорезистивную методику, реализованную в компьютерной программе ЭКАР НПЦ "Тверьгеофизика". В терригенных разрезах весьма эффективно для определения ρ_n применение ВИКИЗ и многозондовой аппаратуры ИКЗ с набором зондов ИК разной глубинности.

Задача оценки характера насыщенности по электрическому сопротивлению удовлетворительно решается для простых коллекторов порового типа. В коллекторах сложного строения эффективность решения задачи существенно ниже. Основной причиной снижения эффективности является резко выраженная зависимость ρ_n от структуры порового пространства, вследствие чего породы разного строения различаются по величине ρ_n в несколько раз при равных значениях K_n и K_e . Влияние структуры пор на ρ_n увеличивается с уменьшением K_n .

Оценка характера насыщенности по электрическому сопротивлению

Классическая методика выделения нефтегазосодержащих коллекторов заключается в сопоставлении измеренных ρ_n или $\rho_{нз}$ с расчетными величинами удельных сопротивлений пласта $\rho_{вп}$ или его промытой зоны $\rho_{впз}$ для условий 100%-ной насыщенности пласта водой, а промытой зоны - фильтратом ПЖ на водной основе.

Значения $\rho_{вп}$ и $\rho_{впз}$ находят как $\rho_{вп} = R_p \cdot \rho_v$ и $\rho_{впз} = R_p \cdot \rho_{ф}$ где R_p - относительное сопротивление (параметр пористости), определяемое согласно установленной для изучаемого пласта (горизонта) петрофизической связи $R_p - K_p$. Петрофизические зависимости, а также значения ρ_v и $\rho_{ф}$ должны быть установлены для термобарических условий залегания данного пласта. Способы их нахождения приведены ниже в разделе, где описываются методики количественных определений коэффициентов

*Оценка характера насыщенности по
электрическому сопротивлению*

Пласт содержит нефть или газ, если $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вп}}$ или $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{впз}}$. При $\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{вп}}$ пласт водоносен. При $\rho_{\text{пз}} \leq \rho_{\text{впз}}$ характеристика пласта по насыщенности неоднозначная.

Оценка характера насыщенности по электрическому сопротивлению

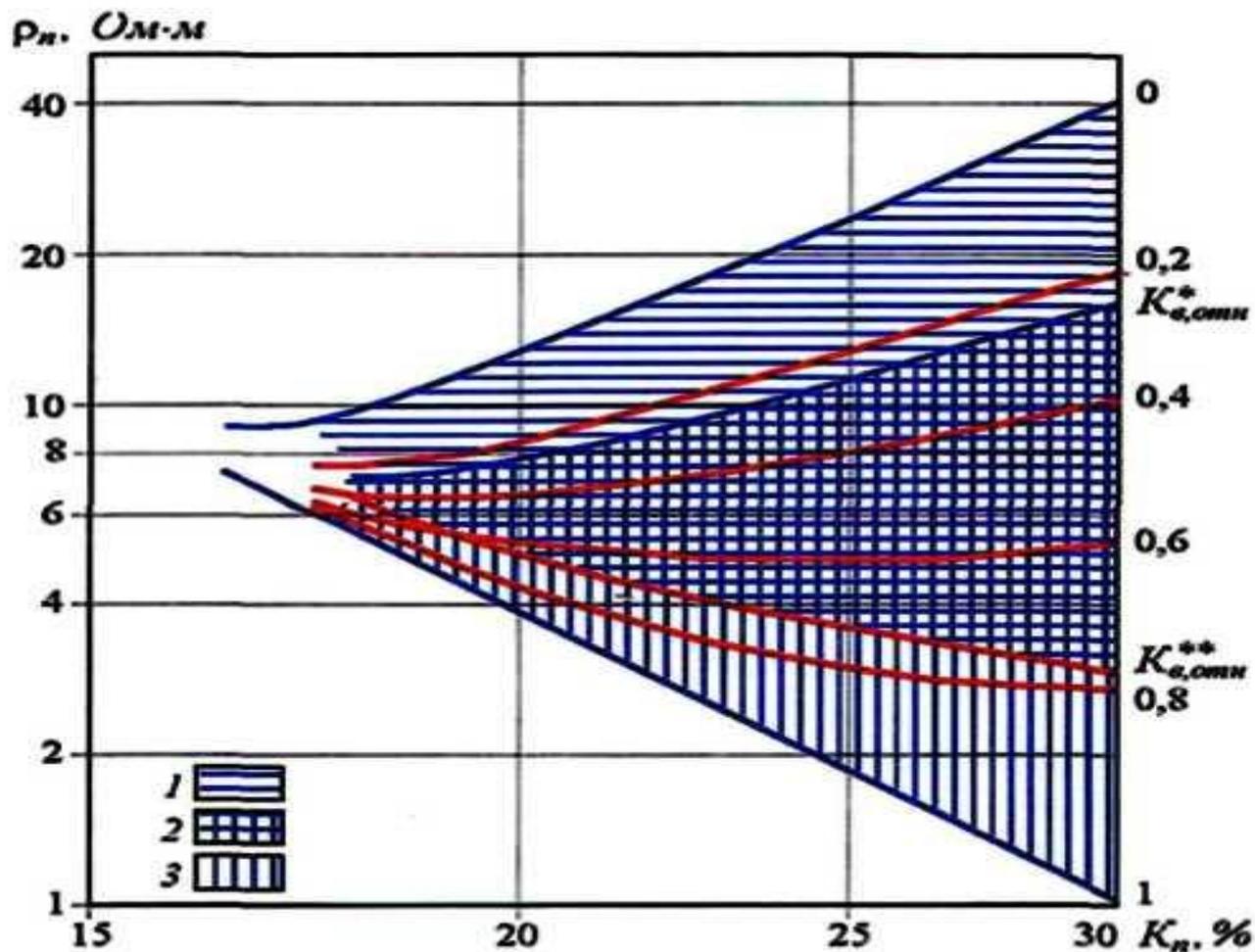
Наличие подвижных углеводородов определяют путем сопоставления $K_{нз}$ с $K_{нго}$ или (что то же самое) путем сопоставления отношений $\rho_n/\rho_{вп}$ с $\rho_{пз}/\rho_{впз}$. Если $K_{нз} \approx K_{нго}$ ($\rho_n/\rho_{вп} \approx \rho_{пз}/\rho_{впз}$), пласт не содержит подвижных углеводородов. При $K_{нз} > K_{нго}$ ($\rho_n/\rho_{вп} > \rho_{пз}/\rho_{впз}$) часть углеводородов в пласте подвижна.

Отношение принято называть коэффициентом сопротивления или параметром насыщенности P_n , который обычно связан с коэффициентом водонасыщенности K_v зависимостью $P_n = a_n / K_v^n$, где a_n и n - константы, устанавливаемые экспериментально для данного пласта (горизонта) на представительной коллекции образцов керна.

Оценка характера насыщенности с использованием кривых относительной фазовой проницаемости

Для оценки характера насыщенности пластов-коллекторов в конце 70-х - начале 80-х гг. отечественными исследователями было предложено несколько способов, основанных на законах фазовой проницаемости. В 1979 году Б.Ю. Вендельштейн [6] предложил использовать способ, основанный на построении палетки с семейством зависимостей $\rho_n = f(K_n)$, шифром которых являются различные значения коэффициента относительной водонасыщенности $K_{в,отн}$, характеризующей водонасыщенность эффективного объема пор, в том числе критические значения $K_{в,отн}^*$ и $K_{в,отн}^{**}$ (рис. 6.30). Относительная водонасыщенность вычисляется как $K_{в,отн} = (K_e - K_{во}) / (1 - K_{во})$. Палетка строится для конкретного объекта с использованием данных о ρ_e , петрофизических зависимостей $\rho_n = f(K_n)$, $\rho_n = f(K_e)$, $K_{во} = f(K_n)$ и кривых относительной проницаемости, полученных для пород с разной пористостью. Кривые относительной фазовой проницаемости используются для установления связи $K_{в,отн}^*$ и $K_{в,отн}^{**}$ с пористостью.

Зависимости ρ_n от K_n для пород-коллекторов с различной степенью водонасыщенности эффективного объема пор $K_{в,отн}$ (шифр кривых). 1-3- области коллекторов, которые при испытании будут отдавать соответственно: безводные углеводороды, воду с углеводородами, чистую воду



Оценка характера насыщенности с использованием кривых относительной фазовой проницаемости

Кривая на палетке с шифром $K_{в,отн}=0$ отражает изменение ρ_n от K_n для предельно нефтегазонасыщенных пластов, когда $K_e = K_{e0}$; кривая с шифром $K_{в,отн}=1$ отражает изменение ρ_n от K_n для водонасыщенных пластов, когда $K_e = 100\%$. Линии с шифрами $K_{в,отн}^*$ и $K_{в,отн}^{**}$ разделяют области, в которых значения координат ρ_n и K_n соответствуют пластам, отдающим при испытании безводные углеводороды, воду с углеводородами и чистую воду.

Оценка характера насыщенности с использованием кривых относительной фазовой проницаемости

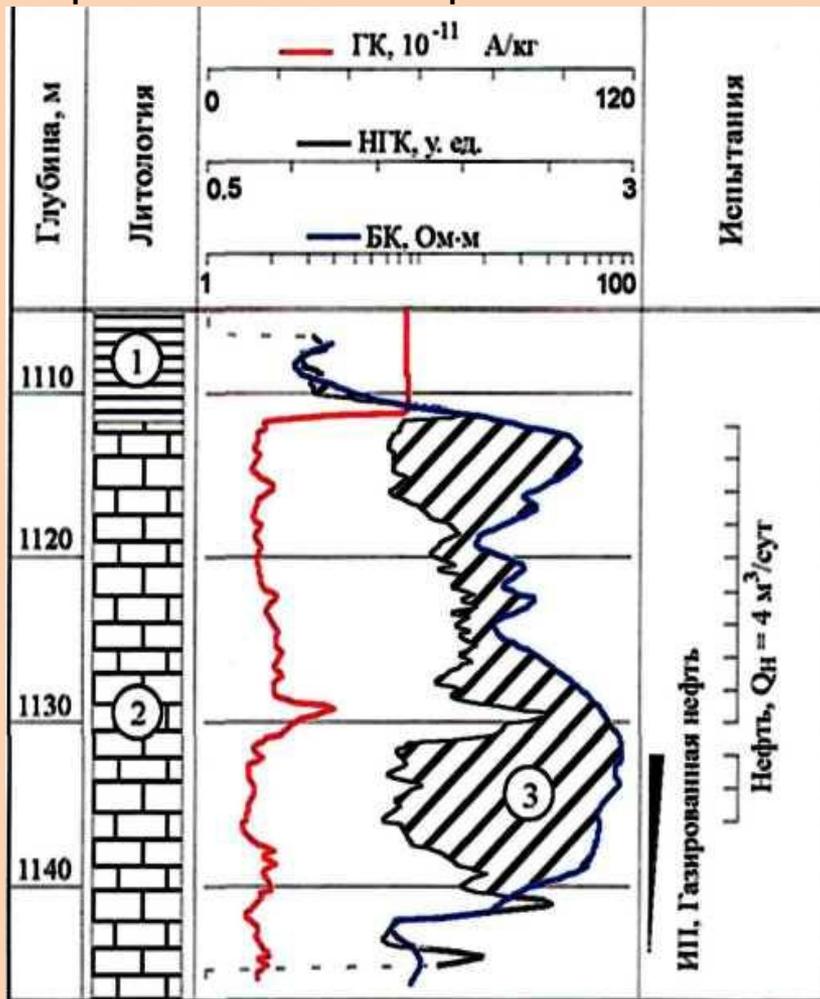
Для оперативного выделения в изучаемом разрезе нефтегазонасыщенных коллекторов можно использовать способы, базирующиеся исключительно на зарегистрированных показаниях методов ГИС и не требующие знания истинных величин ρ_n , K_n , ρ_v , P_n , K_v и критических значений тех или иных параметров.

Наибольшее распространение получил, особенно при изучении карбонатных отложений, так называемый способ нормализации.

Оценка характера насыщенности с использованием кривых относительной фазовой проницаемости

Способ основан на перестроении и изображении кривых, отражающих сопротивление (БК или И К) и пористость (НК, ГГКП или АК), в едином масштабе сопротивлений или пористости. При нормировании, например, кривых БК и НК (или АК) по пористости кривую БК перестраивают в логарифмический масштаб НК (или арифметический масштаб АК), для чего модули (коэффициенты) перестроения выбирают таким образом, чтобы кривые совпадали в опорных водоносных пластах с высокой и низкой пористостью.

Кривая НГК (или АК) эквивалентна при этом кривой БК в случае водонасыщенности пород. Перспективные на нефть и газ пласты выделяют по расхождению нормированных кривых (в данном случае по превышению показаний кривой БК над кривой НГК). Этот способ прост, нагляден и не требует специальной обработки диаграмм и сложных расчетов.



Выделение в карбонатном разрезе

продуктивных интервалов по нормированным

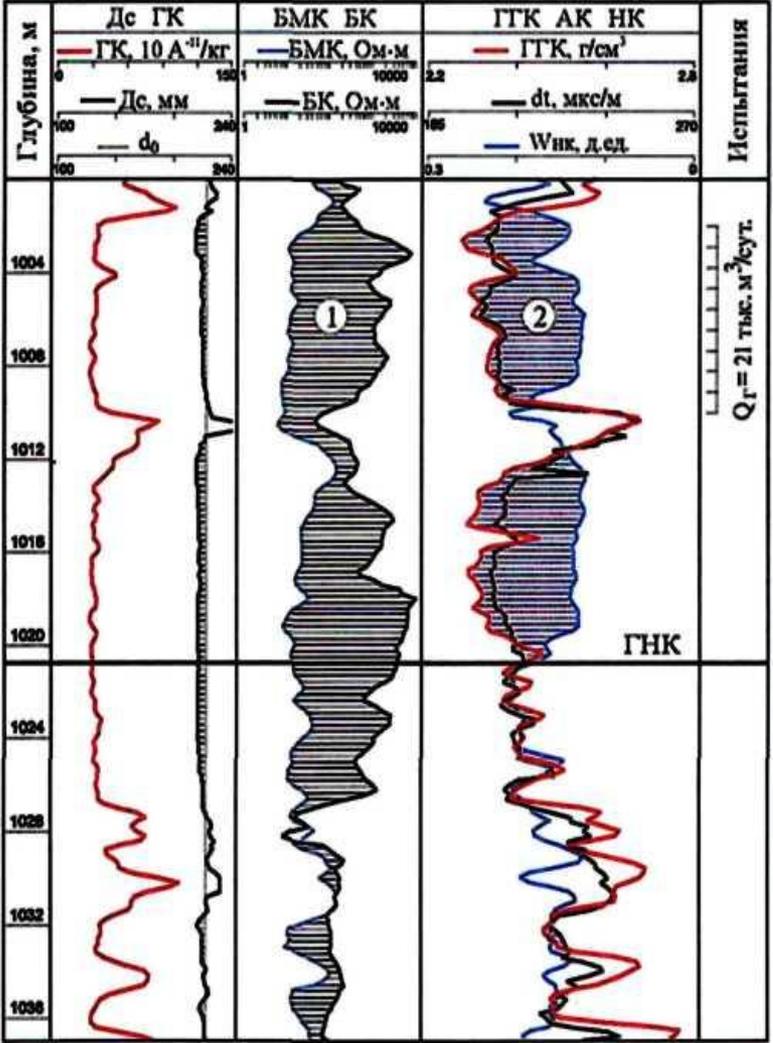
кривым НГК и БК [11]. (Волго-Уральская НГП,

1 - глины;

2 - карбонатные породы;

3 - продуктивные коллекторы

Установить тип углеводородов (нефть или газ), которыми насыщены коллекторы, выделенные по расхождению нормированных кривых, не представляется возможным, что вытекает из физических основ этого способа (нефть и газ в равной степени неэлектропроводны).



*Выделение газонасыщенных интервалов по нормированным кривым НК, АК, ГГКП (Тимано-Печорская НГП, Южно-Кырпшельское месторождение).
 1 - коллекторы ;
 2- газонасыщенные коллекторы (по Драцову В.Г. и Трухину В.Ю.)*