

Предложения

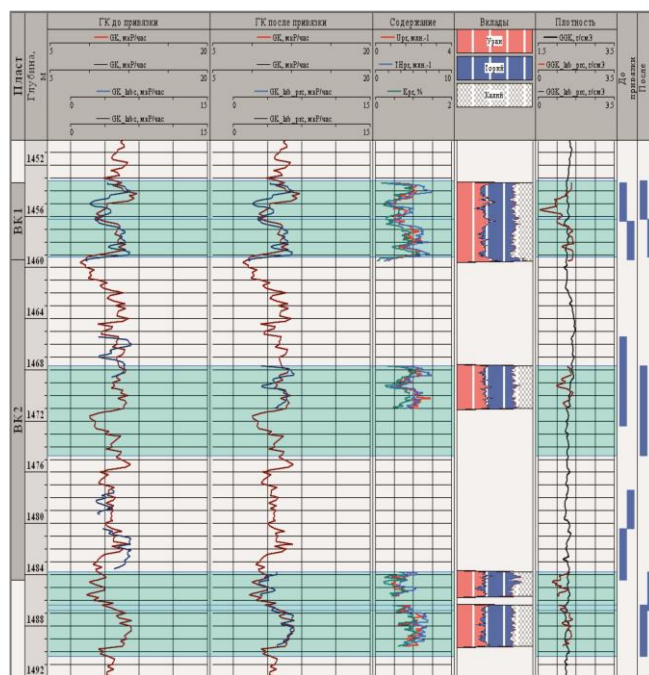
По различным направлениям геологических, литолого-петрофизических, геохимических и тектонофизических работ, выполняемых в ООО "ЗапСибГЦ"

1. Паспортизация и долговременное хранение керна в контейнерах, включая перекладку керна в специальные лотки



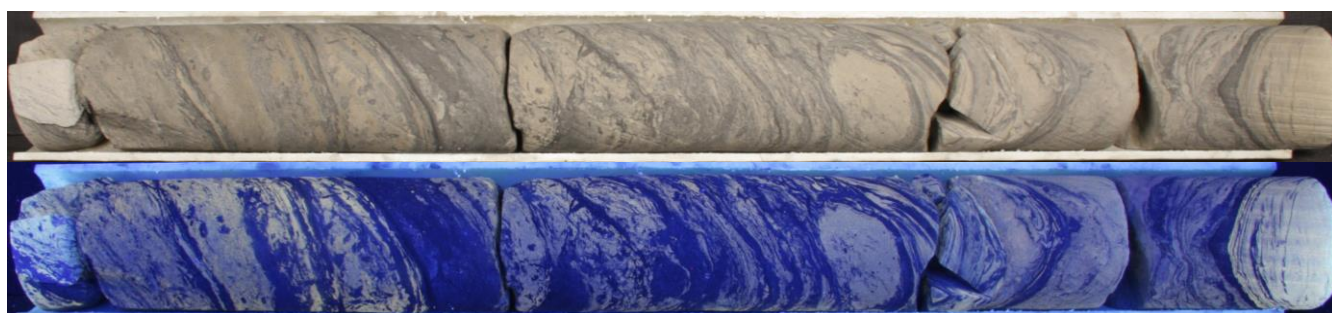
2. Первичные, подготовительные работы и профильные исследования керна

- Профильная гамма-спектрометрия с определением содержания К, U, Th и суммарной радиоактивности
- Определение профильной линейной плотности керна
- Привязка керна к каротажу по данным профильной гамма-спектрометрии

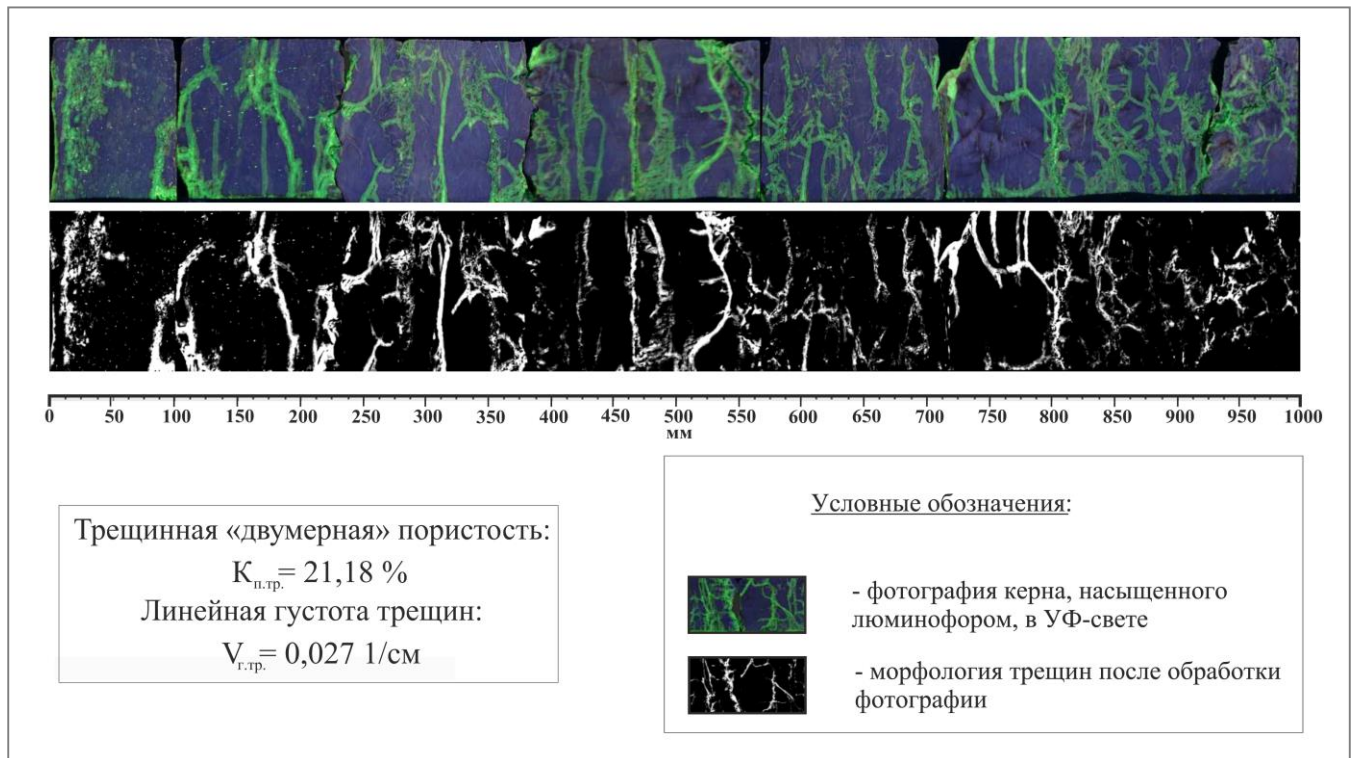


Результаты изучения естественной радиоактивности на полноразмерном керна и его привязка к ГИС

- Детальное макроскопическое литологическое описание
- Составление литолого-геофизической колонки
- Продольная распиловка керна алмазной пилой
- Фотографирование керна в дневном и ультрафиолетовом свете



- Определение трещинной "двумерной" пористости исследуемой породы с использованием флюоресцирующей жидкости на основе "Уранин А"



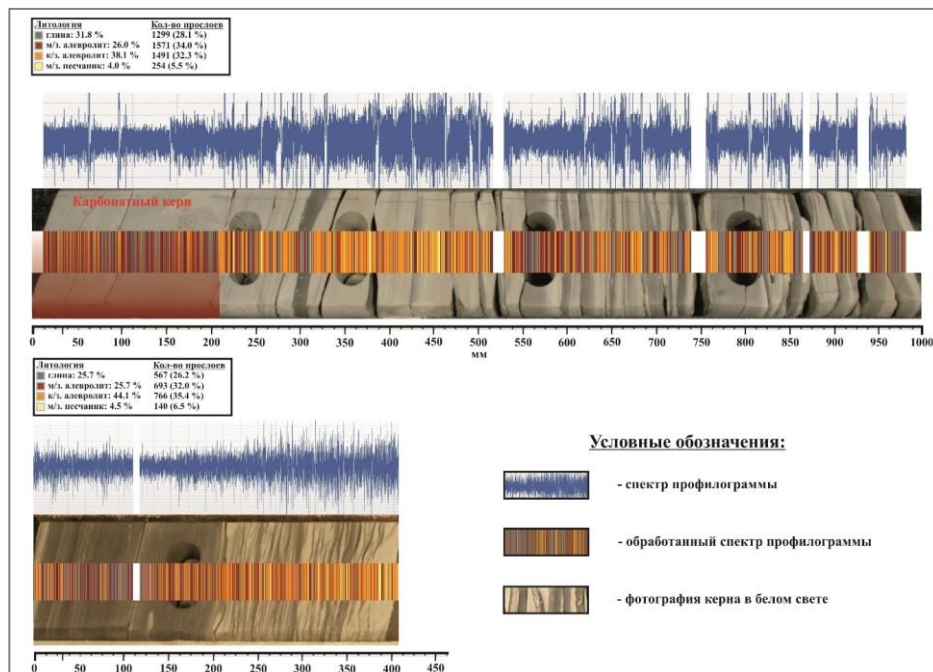
- Измерение профильной проницаемости
- Изготовление цилиндрических образцов (30x30 мм, 60x60 мм), их фотографирование в дневном и ультрафиолетовом свете, детальное микроскопическое литологическое описание
- Экстрагирование образцов в спиртобензольной смеси
- Снятие профилограмм на полноразмерном керне



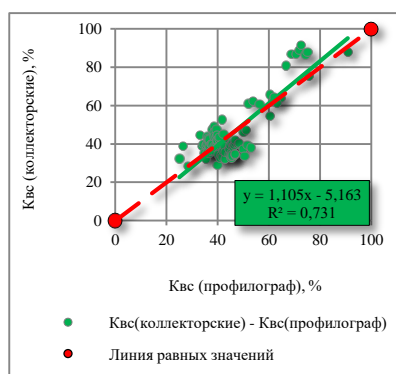
Микропрофилирование используется при исследованиях неоднородных (тонкослоистых, трещиноватых и т.п.) пород. Этот метод позволяет в автоматическом режиме выделять тонкие прослойки (толщиной от нескольких микрон) сложенные различными литологическими типами пород (глинами, алевролитами, песчаниками), определять расчетным способом их пористость, остаточную водонасыщенность, а также оценивать линейные геологические запасы углеводородов, содержащихся в них.

Перед проведением исследований, поверхность ядра тщательно подготавливают для исследований с целью исключения погрешностей, которые могут быть внесены царапинами и бороздами, появляющимися вследствие механических воздействий (например, от алмазной пилы или неаккуратного обращения с ядром).

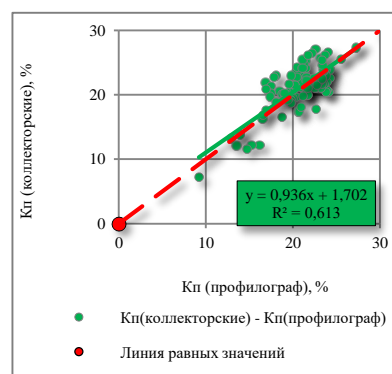




Профилограммы срезов полноразмерного керна и результаты их интерпретации



а

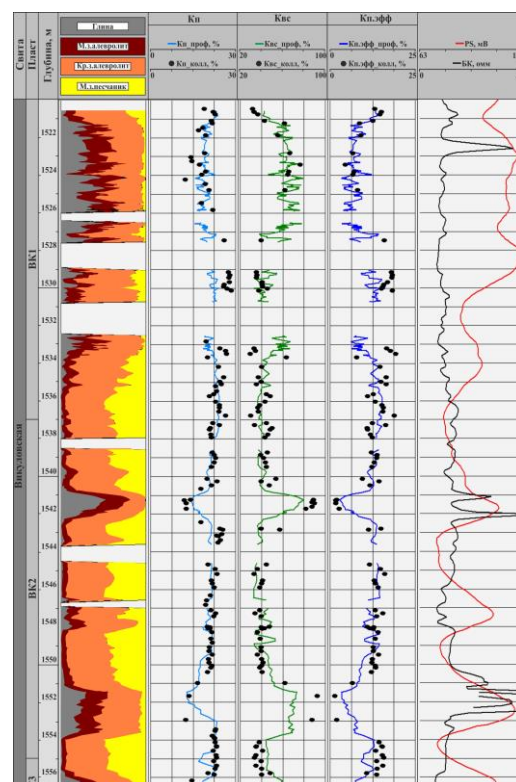


б

Сопоставление результатов определения пористости (а) и водоудерживающей способности (б), полученных по данным лабораторных исследований и с использованием метода микропрофилирования

Основные задачи, решаемые с помощью профилографа:

1. Объективное определение гранулометрического состава горной породы непрерывно по всей длине керна.
2. Выделение литологических типов пород толщиной более 10 мкм.
3. Прогноз пористости, остаточной водонасыщенности, эффективной пористости, включая их граничные значения.
4. Нахождение всех добычных параметров и констант непрерывно по всему разрезу скважины (разумеется, при наличии керна), в том числе граничных значений; практика показывает, что достоверность определения подсчетных параметров по профилографу существенно выше, чем при использовании ГИС.
5. Оценка деформационных и прочностных характеристик породы.
6. Создание литолого-фациальной модели залежи (пласта).
7. Уточнение геологических запасов.
8. После настройки результатов микропрофилирования с использованием петрофизических исследований становится возможным уточнение распределения в пласте текущей нефтенасыщенности, выработка рекомендаций по технологии разработки и ГТМ.



Литолого-петрофизический разрез с обработанными результатами микропрофилирования и определения коллекторских свойств

3. Стандартные петрофизические исследования в атмосферных условиях

- Изготовление образцов стандартного размера из рыхлого и/или слабо сцементированного керна методом «бокового грунтоноса» с использованием фторопластовых стаканчиков, снабжённых на торцах сетками, либо с применением специальной термоусадочной оболочки.



- Определение коллекторских свойств:

- Газопроницаемость
- Эффективная проницаемость

- Открытая пористость
- Эффективная пористость

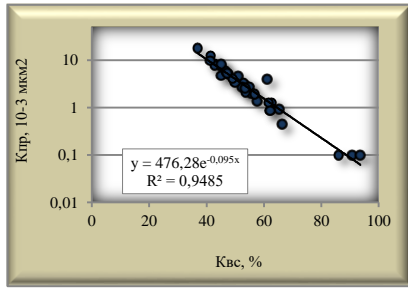


- Водоудерживающая способность по центрифуге

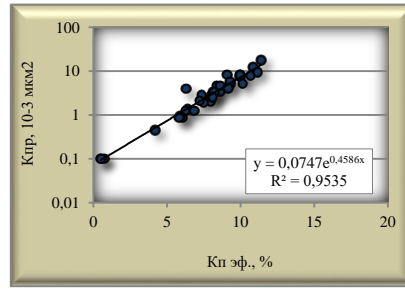
- Объёмная и минеральная плотности



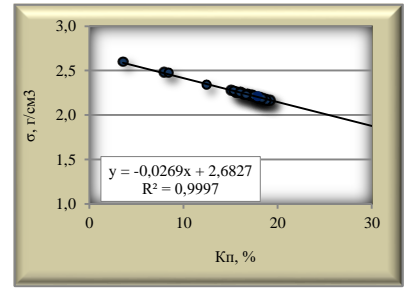
На основе полученных данных осуществляется построение основных петрофизических зависимостей и графиков распределения коллекторских свойств образцов, отобранных из пласта. Обосновываются критические значения (коллектор-неколлектор) открытой и эффективной пористости, проницаемости и водоудерживающей способности.



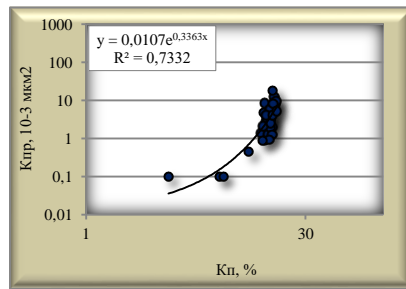
Сопоставление газопроницаемости ($K_{пр}$) и водоудерживающей способности ($K_{вс}$)



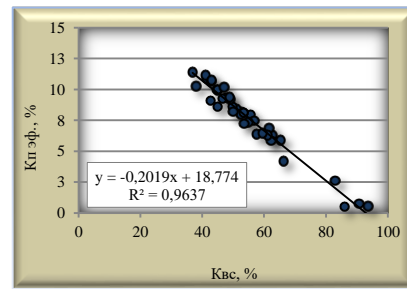
Сопоставление абсолютной проницаемости ($K_{пр}$) и эффективной пористости ($K_{п\ эф.}$)



Сопоставление объемной плотности (σ) и открытой пористости ($K_{п}$)

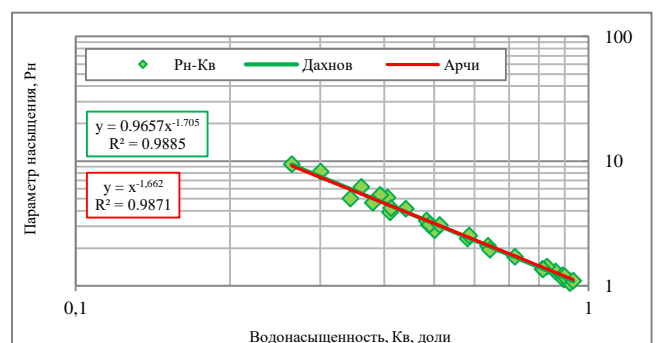
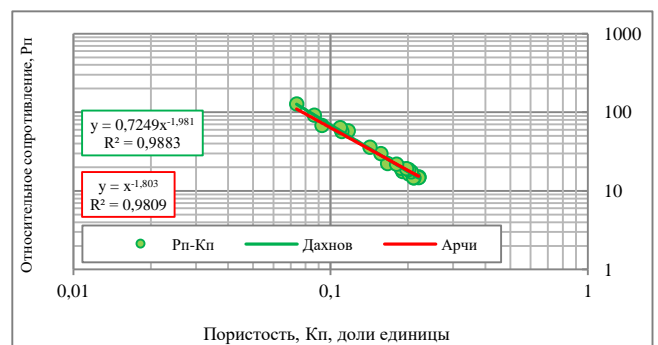


Сопоставление абсолютной проницаемости ($K_{пр}$) и открытой пористости ($K_{п}$)



Сопоставление эффективной пористости ($K_{п\ эф.}$) и водоудерживающей способности ($K_{вс}$)

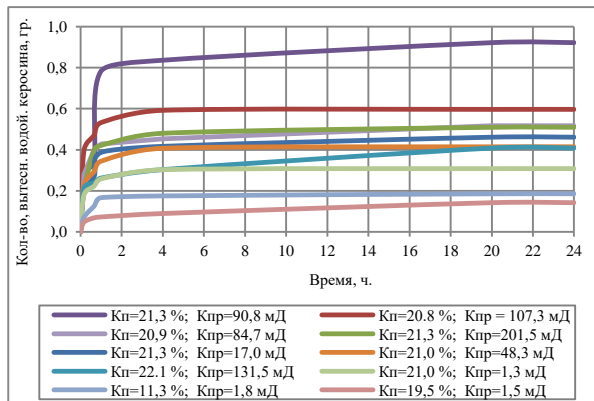
- Определение остаточной водонасыщенности прямым методом (в аппарате Закса) и с использованием термодистилляционного способа (реторта)
- Исследование электрических свойств образцов с построением зависимостей R_p – K_p , R_n – K_v



4. Специальные петрофизические исследования в атмосферных условиях

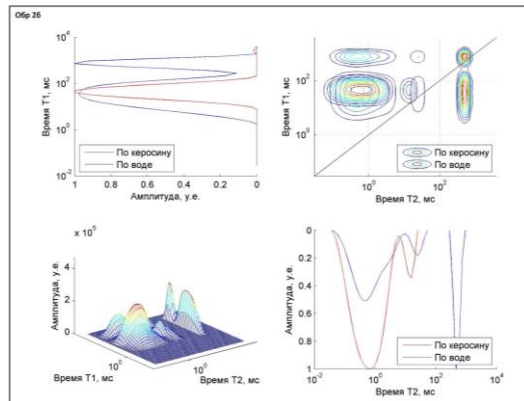
- Определение характера смачиваемости пород (оценка степени гидрофильности-гидрофобности коллекторов):

1) по методу Амотта или Тульбовича



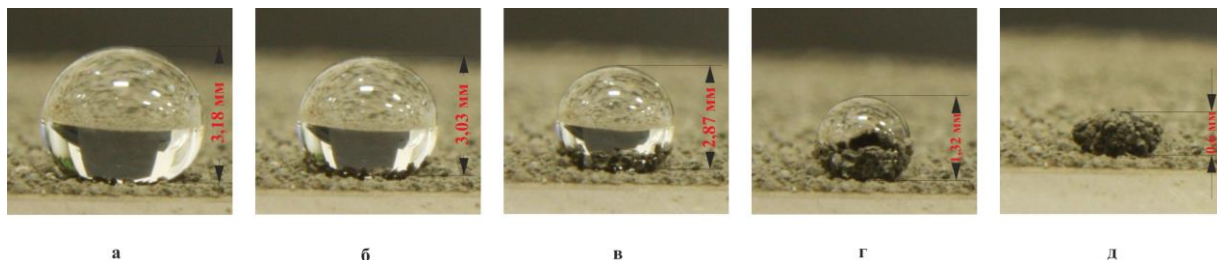
Количество вытесненного водой керосина от времени капиллярной протитки исследуемой породы

2) при помощи ЯМР - релаксометра



Ядерно - релаксационные параметры исследуемой породы: а – спектр ЯМР релаксации T1 образца, попеременно насыщенного водой и керосином; б – ортогональная проекция спектров релаксации T1 и T2 в воде и керосинонасыщенном состоянии; в – «аксиальная» проекция тех же спектров; г - спектр ЯМР релаксации T2 по воде и керосину

3) по скорости впитывания капли жидкости порошкообразным образцом



Капля воды на поверхности порошкообразного образца, сфотографированная в 0 часов (а); 20 минут (б); 40 минут (в); 60 минут (г); 80 минут (д)

- Определение характера смачиваемости по величине краевого угла

Фотографирование капли производится с помощью специализированного фотостенда и программного обеспечения, позволяющего определить геометрические размеры капли.

Затем, по полученным данным определяется значение угла в радианах

$$Q = 2 \cdot \arctg \frac{2h}{d}$$

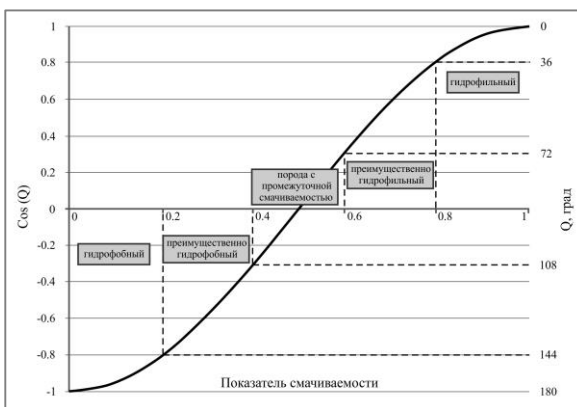
По величине краевого угла смачивания определяется степень смачиваемости изучаемой породы с помощью зависимости:

$$Q = -180 \cdot M + 180 \text{ или } \cos(Q) = (-180 \cdot M + 180) \cdot \frac{\pi}{180}$$

Здесь M - показатель смачиваемости, определенный методом Амотта - Тульбовича (ОСТ 39-180-85)



Капля дистиллированной воды на поверхности высушенного образца, находящегося в воздухе

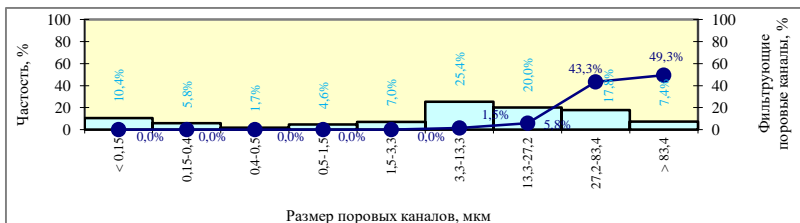


Связь между показателем смачиваемости и величинами $\cos(Q)$ и Q

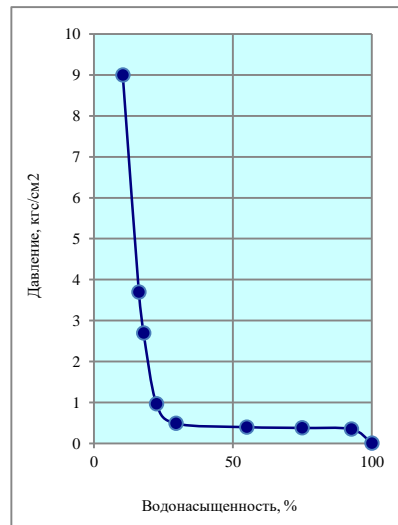
- Расчёт капиллярных кривых с использованием капилляриметров и центрифуг с построением гистограмм распределения пор по размерам и вкладам пор различного размера в фильтрацию



Фото капилляриметров

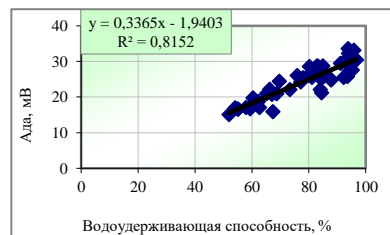
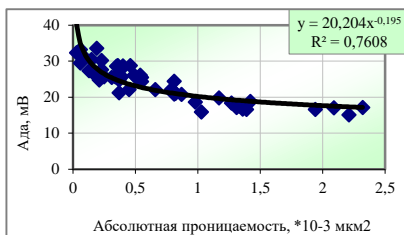
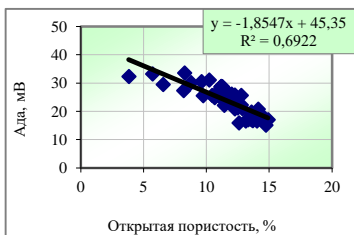


Распределение поровых каналов по размерам и их участие в фильтрации

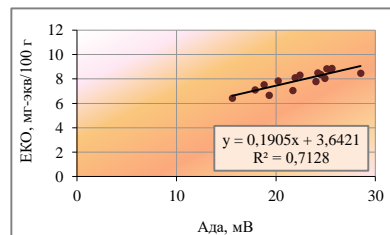
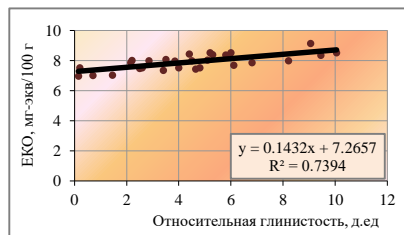
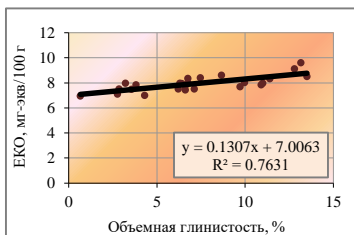


Кривая капиллярного давления

- Определение адсорбционно-диффузионной активности (АДА) с построением зависимостей



- Определение ёмкости катионного обмена (ЕКО) с построением зависимостей



- Определение абсолютной проницаемости на большеразмерных (60x60 мм) и полноразмерных (100x100 мм) образцах керна



Кернодержатель для большеразмерных образцов

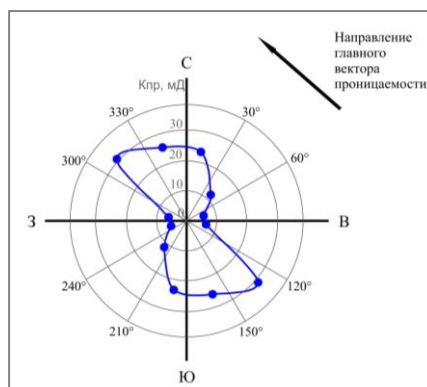


Кернодержатель для полноразмерных образцов

- Способ определения анизотропии пород-коллекторов по проницаемости параллельно слоистости на полноразмерном керне с привязкой к сторонам света палеомагнитным методом

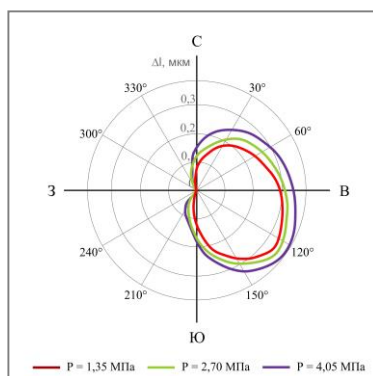
Результаты, полученные с помощью этого метода необходимы при подготовке трехмерных гидродинамических моделей, используемых для составления проектов разработки залежей нефтяных или газовых месторождений.

Кроме того, в том случае, если в рассматриваемых отложениях имеется трещиноватость, вызванная тектоническими напряжениями, то исследования анизотропии проницаемости в горизонтальном направлении позволит выявить пространственную ориентировку этих трещин. Последнее, наряду с другими геолого-геофизическими данными, необходимо не только при составлении технологических схем разработки залежей, но и при планировании проведения ГРП в продуктивных отложениях.

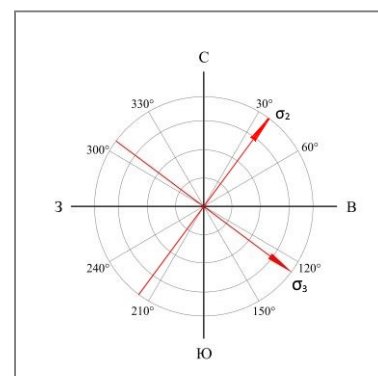


Роза-диаграмма проницаемости полноразмерного образца, ориентированного по сторонам света

- Определение «главного» (σ_2) и минимального (σ_3) стресса (напряжения) на полноразмерных образцах керна



Роза-диаграмма деформации образца, ориентированного по сторонам света



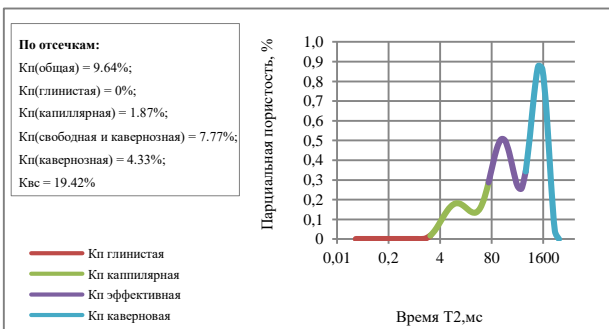
Роза-диаграмма направления главного стресса, ориентированная по сторонам света

Результаты этих исследований используются при планировании и проведении мероприятий с целью повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. В первую очередь они необходимы при выполнении ГРП.

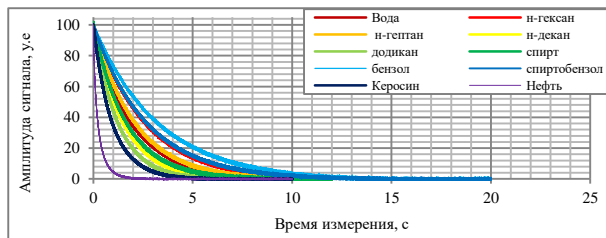
- Определение прочностных характеристик породы методом одноосного сжатия



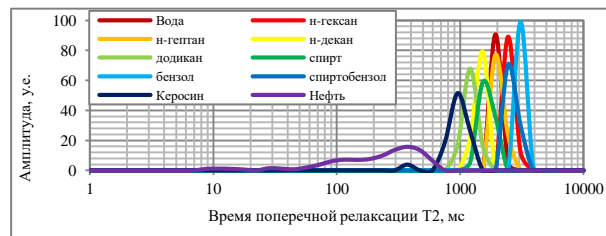
- Исследования на ЯМР – релаксметре образцов горных пород с целью определения их пористости и структуры порового пространства, а также пластовых флюидов для измерения их плотности и вязкости



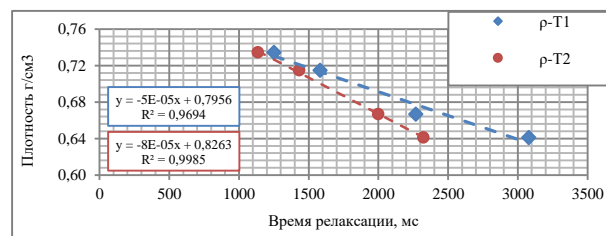
Распределение величин коэффициентов пористости по временам релаксации T₂ для кавернозной породы



Кривые спада времени поперечной релаксации различных водородосодержащих жидкостей

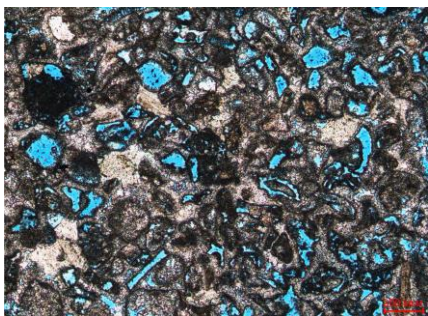


Спектр распределение амплитуд измеренных сигналов различных жидкостей по временам поперечной релаксации T₂

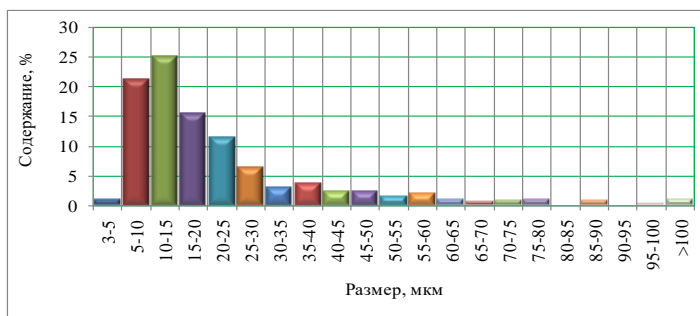


Зависимости плотности от времен продольной и поперечной релаксации, полученные на эталонных образцах углеводородов

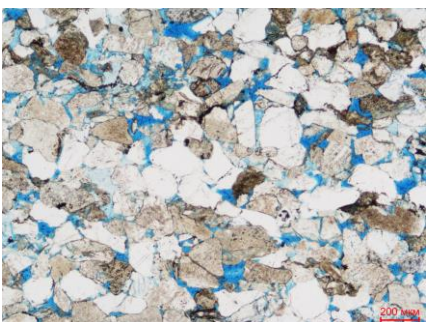
- Изучение структуры порового пространства образцов в прокрашенных смолой прозрачных петрографических шлифах, с использованием программы анализа и обработки видеоизображений



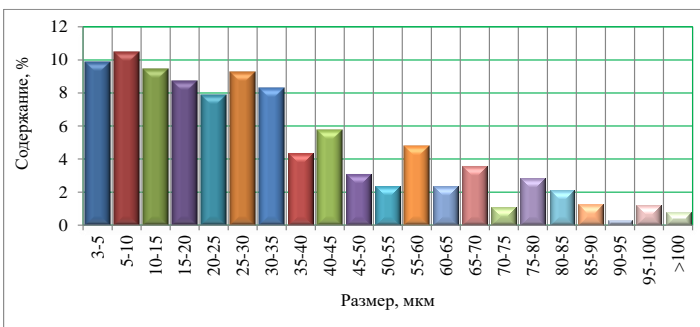
Выщелоченный органогенно-обломочный известняк (поры заполнены смолой синего цвета)



Распределение пор по размеру



Песчаник мелкозернистый алевритистый пористый (поры заполнены смолой синего цвета)



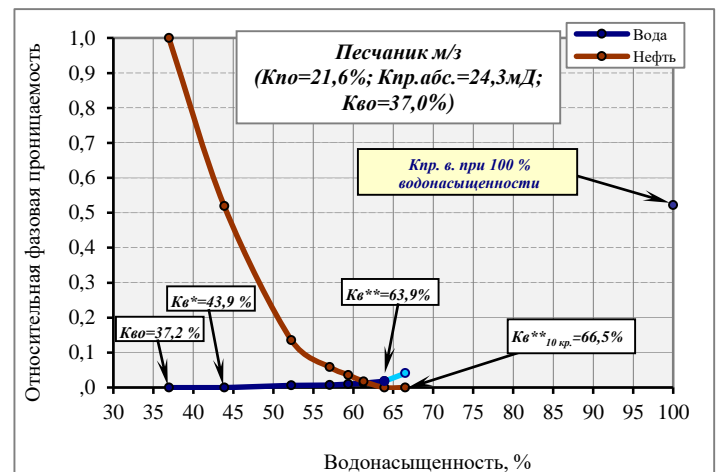
Распределение пор по размеру

5. Специальные петрофизические исследования в условиях, моделирующих пластовые

- Определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти пластовой водой, а также любых типов вод, используемых в целях ППД.

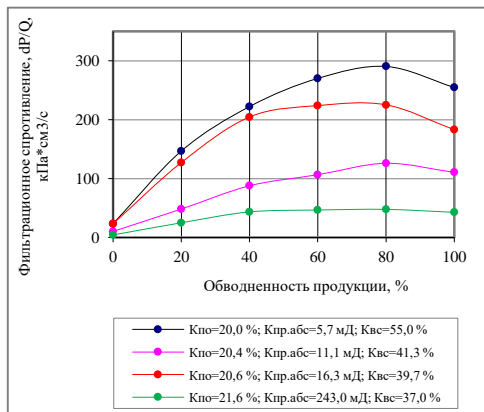


- Изучение относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, с определением фазовой проницаемости по воде при 100% водонасыщенности, а также при критической величине водонасыщенности ($K_{в}^*$) на стандартных (30 мм) и большеразмерных (60 мм) образцах

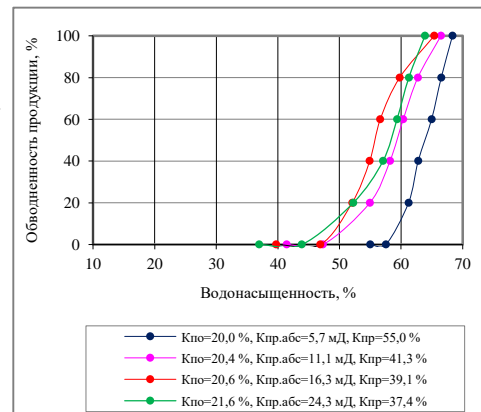


Результаты определения относительных фазовых проницаемостей по пластовой воде и нефти

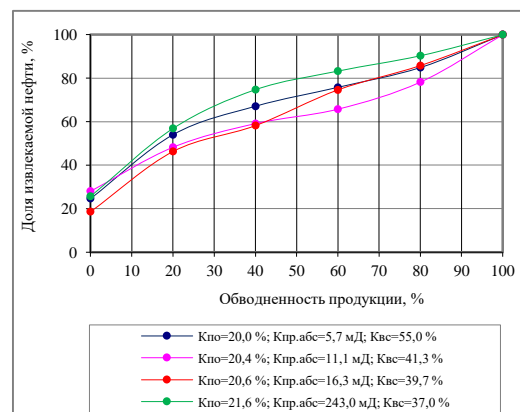
- На основе полученных результатов строятся следующие зависимости:



Зависимость фильтрационного сопротивления различных классов пород-коллекторов в зависимости от обводненности продукта, добываемого из скважины

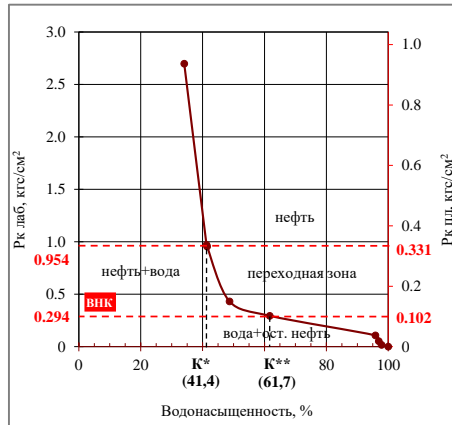


Зависимость обводненности продукции от водонасыщенности модели пласта (функция Баклея-Левверетта) для различных классов пород-коллекторов

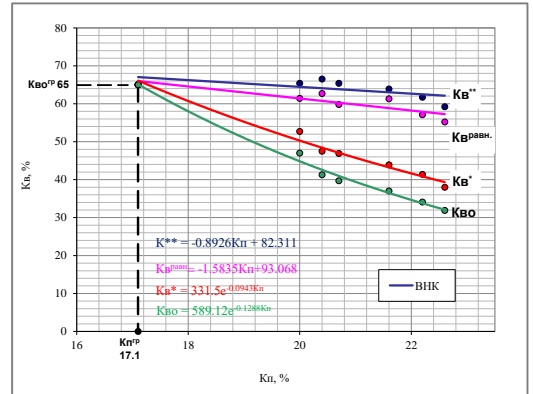


Зависимость доли извлекаемой нефти от степени обводненности продукции

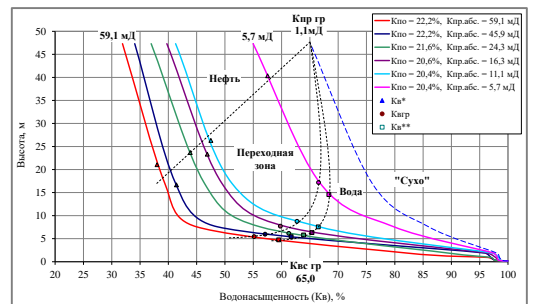
- Определяется положение ВНК, с использованием точек граничных значений насыщенности по воде (K_v^*) и (K_v^{**}) в пластовых условиях



- Приводится характеристика насыщенности пород продуктивных пластов на основе использования результатов определения относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде



- Производится расчет распределения нефти и воды по высоте залежи над уровнем нулевого капиллярного давления для различных классов пород-коллекторов, слагающих продуктивный пласт с оценкой мощности переходных зон



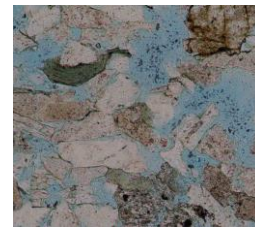
● Оценка воздействия буровых растворов на проницаемость образцов

Создание корки бурового раствора

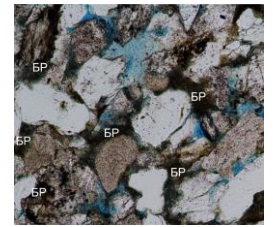
Через модель пласта с предварительно определённой проницаемостью производится прокачка бурового раствора при определённом перепаде давления на концах модели.



«Входной» образец с образовавшейся на его торце корки после прокачки через него бурового раствора



а

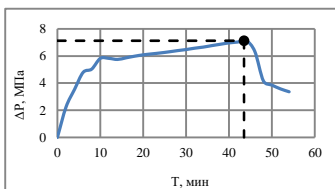


б

Снимки прозрачных петрографических шлифов, сделанные без анализатора при 100-кратном увеличении: исходного образца (а) и после прокачки через образец бурового раствора (б)

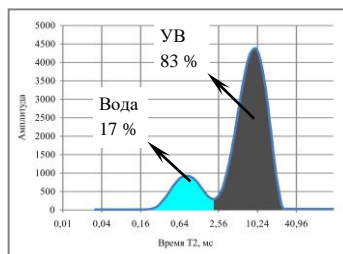
«Срыв» корки

Осуществляется путём фильтрации модели пластовой нефти через исследуемые образцы в направлении, обратном движению бурового раствора. О срыве корки свидетельствует резкое падение давления на входе в модель пласта:



После воздействия бурового раствора на модель пласта, определяется её проницаемость и производится расчёт коэффициента восстановления проницаемости после срыва корки.

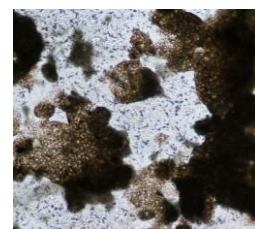
Лаборатория также оснащена оборудованием, позволяющим исследовать влияние различных ПАВов и кислотных композиций на восстановление проницаемости породы.



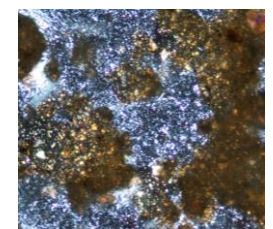
Спектр ЯМР бурового раствора



«Входной» образец после прокачки через него сначала бурового раствора, а затем кислотной композиции



а



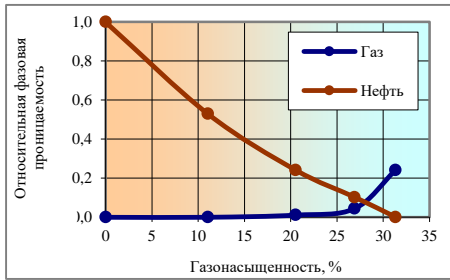
б

Фотографии бурового раствора, снятые без (а) и с (б) анализатором, увеличено в 100 раз



Снимки прозрачных петрографических шлифов, сделанные без анализатора при 100-кратном увеличении: исходного образца (а) и после прокачки через образец бурового раствора и кислотной композиции (б)

- Определение относительной фазовой проницаемости по газу и жидкости (нефть, вода)

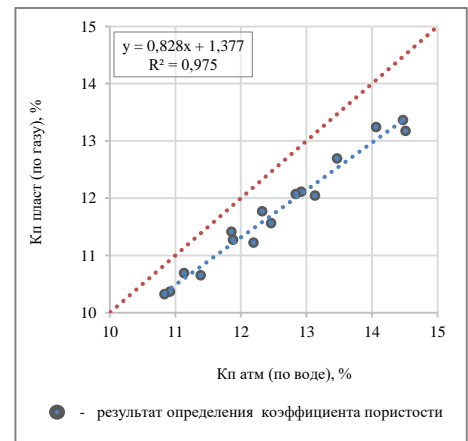


Относительные фазовые проницаемости в системе нефть-газ

- Определение остаточной водонасыщенности образцов методом термической дистилляции (реторта)

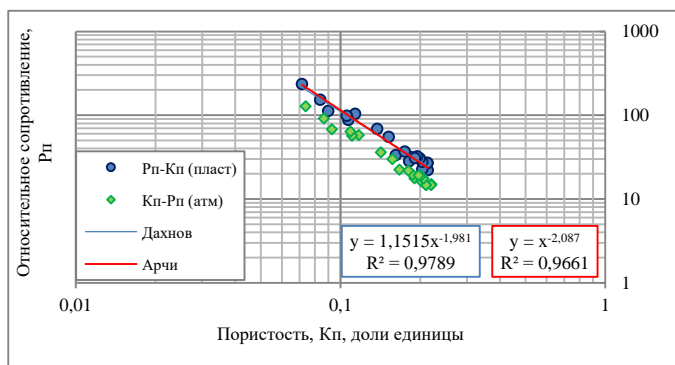


- Определение пористости и проницаемости образцов стандартного и большеразмерного керна по газу



Зависимость величины коэффициента пористости, определённого в атмосферных и моделирующих пластовые условиях

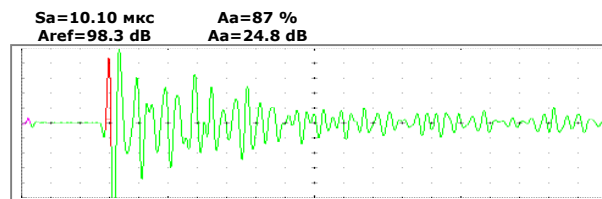
- Определение электрических свойств образцов с целью построения зависимостей R_p - K_p



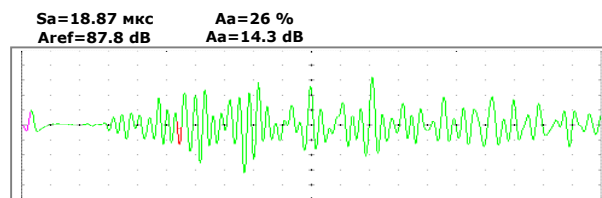
Сопоставление параметра пористости (R_p) и открытой пористости (K_p), полученные в атмосферных и пластовых условиях



- **Определение упругих свойств пород динамическим методом**



Внешний вид p-волны

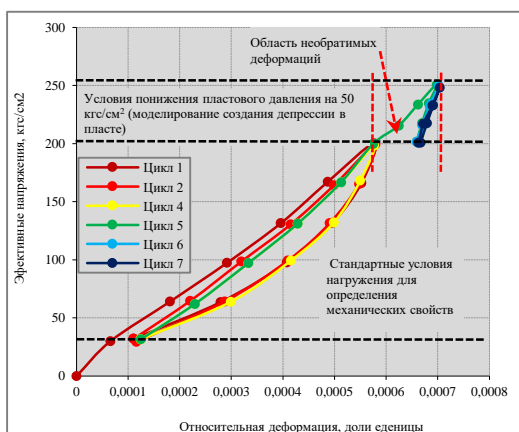


Внешний вид s-волны

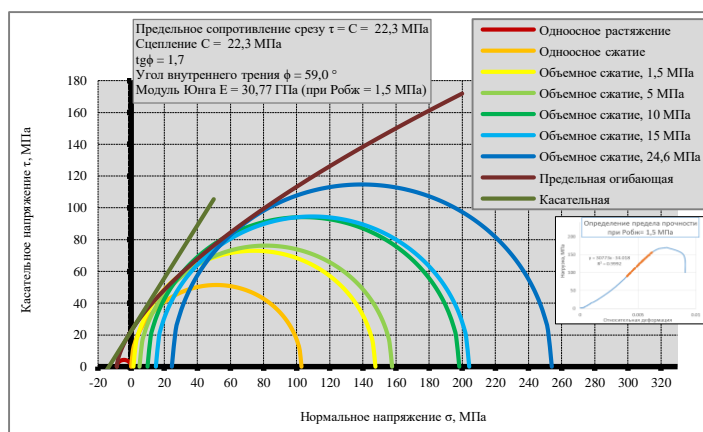
В ходе эксперимента определяются скорость прохождения продольных (p) и поперечных (s) волн, рассчитывается модуль Юнга, коэффициент Пуассона, коэффициент объёмного сжатия и другие необходимые параметры

- **Определение пористости и проницаемости по жидкости**

- **Определение упругих и деформационных свойств пород-коллекторов статическим методом**



Результаты экспериментального определения влияния пластовых и депрессионных условий на деформационные свойства песчаника



Паспорт прочности для образцов известняка

6. Литолого-петрографические исследования

- Микроскопическое петрографическое описание и изучение минерального состава пород в прозрачных петрографических шлифах с фотографированием в скрещенных и параллельных николях

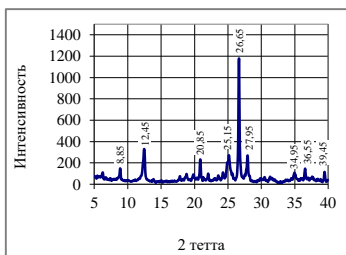


- Микроскопическое изучение и фотографирование стандартных и полноразмерных образцов керна с использованием бинокулярного микроскопа, оборудованного цифровым фотоаппаратом

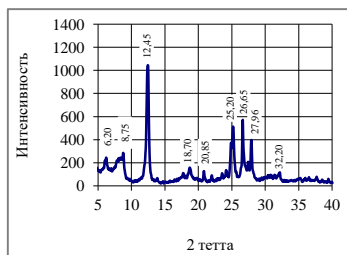


- Рентгено-структурный анализ

Определение валового минерального состава, а также состава и соотношения глинистых минералов:



РСА валового минерального состава



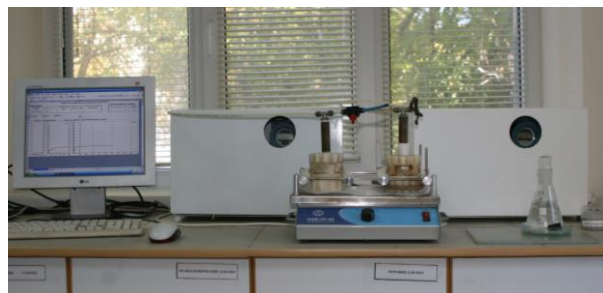
РСА глинистой части



- Определение гранулометрического состава обломочной и цементирующей частей пород гидравлическим и механическим методами



- Определение карбонатности пород (содержание кальцита, доломита, сидерита)



На основе полученных результатов выделяются главные литологические типы пород и классы коллекторов, слагающих продуктивные пласты. Проводятся реконструкции палеогеографических условий, в которых происходило отложение осадков.

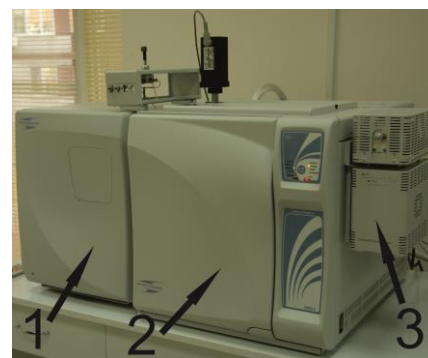
7. Геохимические исследования

- Определение содержания органического углерода ($C_{орг.}$) с использованием анализатора АИ-7529

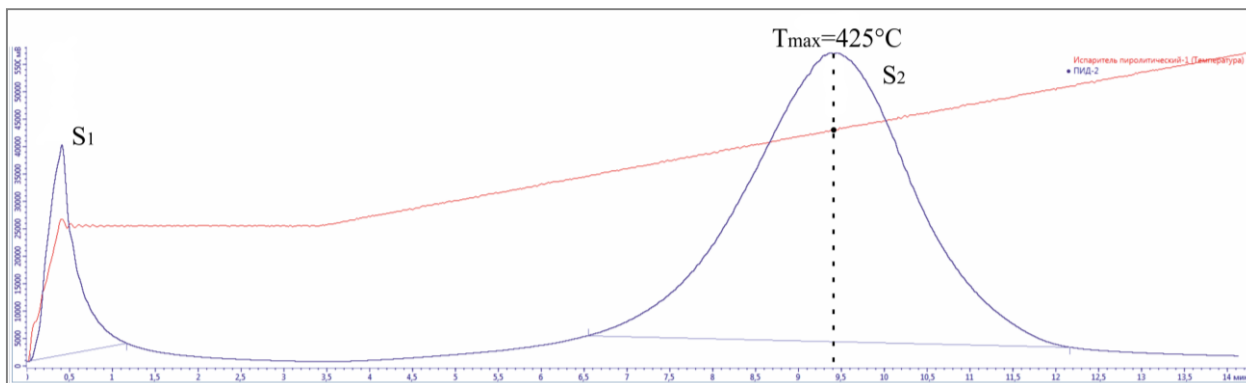


- Пиролитические исследования по методу Рок-Эвал

Исследования проводятся на пиролизере (3) с целью оценки нефтегенерационных свойств и степени превращения керогена, входящего в состав осадочных пород. С помощью этого метода определяется суммарное содержание в породах углеводородов ($C_{15}-C_{35}$), находящихся в сорбированном состоянии в порах и на поверхности минеральных зёрен и керогена, которые выделяются в температурном интервале 20-250 °C и входят в состав первого (низкотемпературного) пика S_1 . Второй (высокотемпературный) пик (S_2) соответствует остаточному нефтегенерационному потенциалу керогена и состоит, главным образом, из ненасыщенных углеводородов и гетеросоединений, выделяющихся в результате его термкрекинга в температурном интервале от 350 до 600 °C.



Лабораторный комплекс, состоящий из:
1 – масс-спектрометра; 2 – хроматографа и
3 – пиролизёра (Рок-Эвал)



Пирограммы пиками S_1 и S_2 , а также значением T_{max}

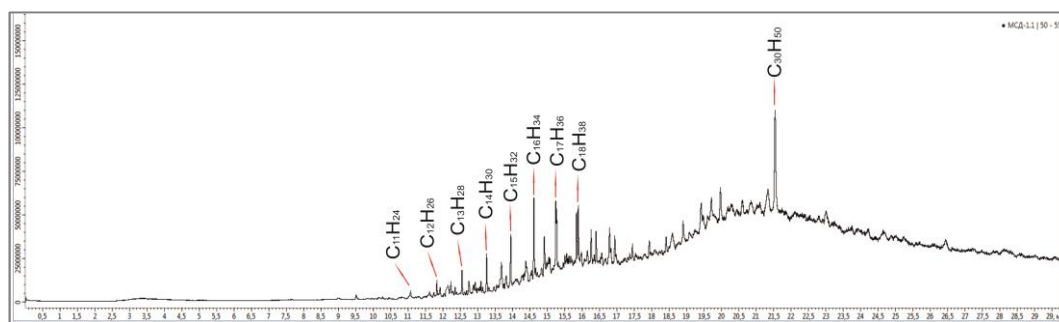
По величине T_{max} оценивается степень катагенетического преобразования керогена

- Пиролизатор *Piroprob 5200*

Позволяет в запрограммированном режиме осуществлять нагрев жидких и твёрдых проб от комнатной температуры до 1000 °C с определением углеводородных и неуглеводородных компонентов, переходящих при нагреве в газовую фазу.

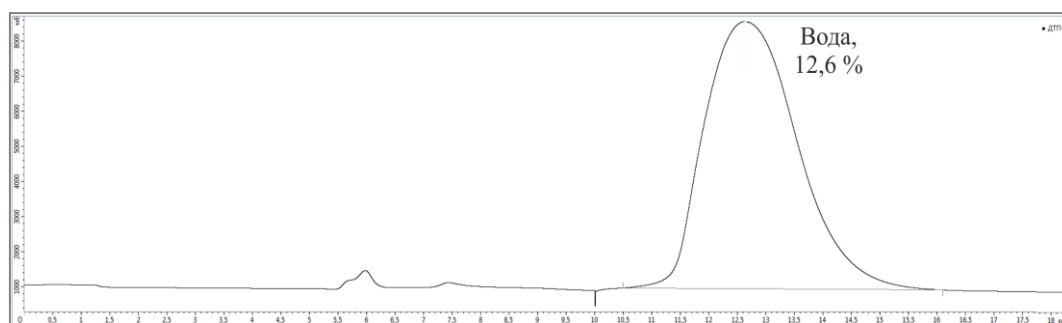


Например, в комплексе с хромато-масс-спектрометром можно определять углеводородный состав пика S_1 .



Хроматограмма пика S_1

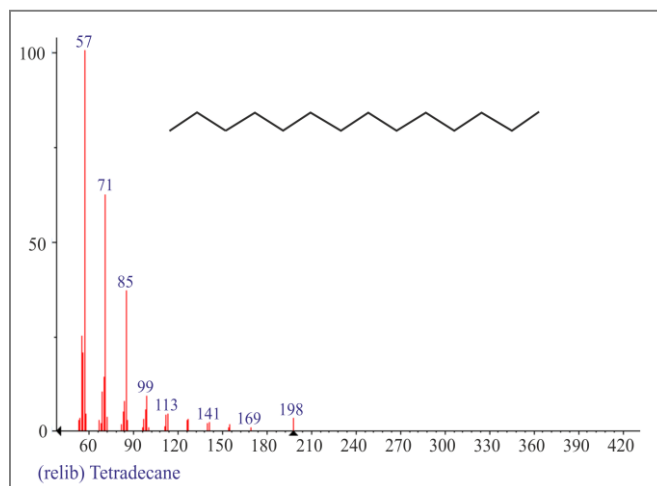
А с помощью ловушки, которая входит в комплект *Piroprob 5200* возможно определять содержание воды и/или углекислоты в составе образцов.



Хроматограмма образца с пиком воды, присутствующей в нём

- Определение углеводородного состава нефти, газа и экстрактов с использованием хромато-масс-спектрометра

Хромато-масс-спектрометр (1,2 см. фото лабораторного комплекса) позволяет определять УВ состав нефти, газа, а также экстрактов, получаемых при экстрагировании образцов керна. По УВ составу экстрактов можно проводить сопоставление составов нефти, получаемой из скважин, и нефти, содержащейся в отобранных образцах керна, исследовать закономерности изменения состава нефти в процессе её фильтрации в моделях продуктивных пластов при проведении потоковых экспериментов и для других целей.



Хромато-масс-спектрограмма тетрадекана, входящего в состав пика S_1 образца баженковской свиты

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ЗНАЧЕНИЙ УДЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ И ВЫБОРЕ ИНТЕРВАЛОВ ПЕРФОРАЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Характер насыщения терригенных пород-коллекторов Западно-Сибирского нефтегазового бассейна (З-С НГБ) оценивается по данным электрических методов геофизических исследований скважин (ГИС). Однако далеко не всегда по результатам интерпретации электрических методов удастся однозначно выделить нефтенасыщенные интервалы. В ряде случаев, из отложений, обладающих сравнительно невысокими значениями удельного электрического сопротивления (УЭС), по которым прогнозируется водонасыщенный коллектор, получают притоки нефти, иногда даже безводной. Этот тип коллекторов получил название низкоомных. Реже встречаются противоположные ситуации, когда из пластов с достаточно высокими значениями УЭС были получены притоки пластовой воды. В этом случае породы-коллекторы можно условно назвать высокоомными.

Понятно, что неверная интерпретация характера насыщения продуктивных отложений ведет в первом случае - к пропуску нефтенасыщенных интервалов, а во втором - к неоправданным затратам, связанным с перфорацией и опробованием водонасыщенных интервалов.

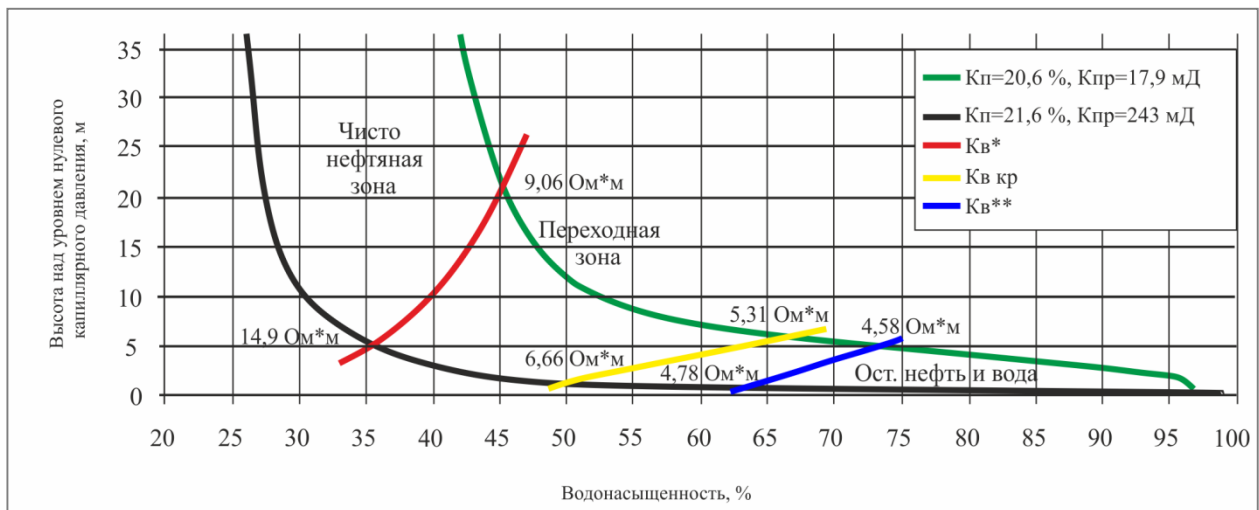
Тем не менее, из двух типов коллекторов более важными с практической точки зрения являются именно низкоомные коллекторы. Поэтому предлагаемая методика петрофизических исследований направлена на определение критических значений УЭС.

При подсчете запасов и/или при выборе интервалов перфорации принимается одно критическое значение УЭС для определенного пласта, что совершенно неправильно. Действительно, критические значения УЭС для различных классов пород-коллекторов различаются, причем довольно значительно, поэтому принимать одно значение нельзя.

Чтобы определить критические значения для того или иного продуктивного пласта, необходимо провести следующие петрофизические исследования:

- на основе анализа фильтрационно-емкостных свойств пород, слагающих продуктивный пласт, выделить основные классы пород-коллекторов, входящих в его состав;
- провести капиллярметрические исследования выделенных классов пород-коллекторов;
- определить относительные фазовые проницаемости по нефти и воде;
- определить УЭС пород-коллекторов в зависимости от текущей водонасыщенности в интервале $K_{во}-K_{в}^{**}$;
- построить графики-номограммы с целью определения критических значений УЭС для каждого из выделенных классов пород коллекторов.

Полученные данные позволяют по величинам УЭС выделять зоны с различным характером насыщения и определить критические значения УЭС для каждого из выделенных классов пород-коллекторов.



Связь УЭС с характером насыщения различных классов пород-коллекторов пласта БВ₈ Сибирского месторождения, в зависимости от их высоты над уровнем нулевого капиллярного давления

ПРОГНОЗ ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫХ ЗОН НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ, ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В настоящее время при подготовке трехмерных геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа все большее распространение получают палеогеографические карты с вынесенными на них фациями, которые позволяют более уверенно прогнозировать наиболее перспективные с точки зрения добычных возможностей участки в пределах того или иного продуктивного пласта.

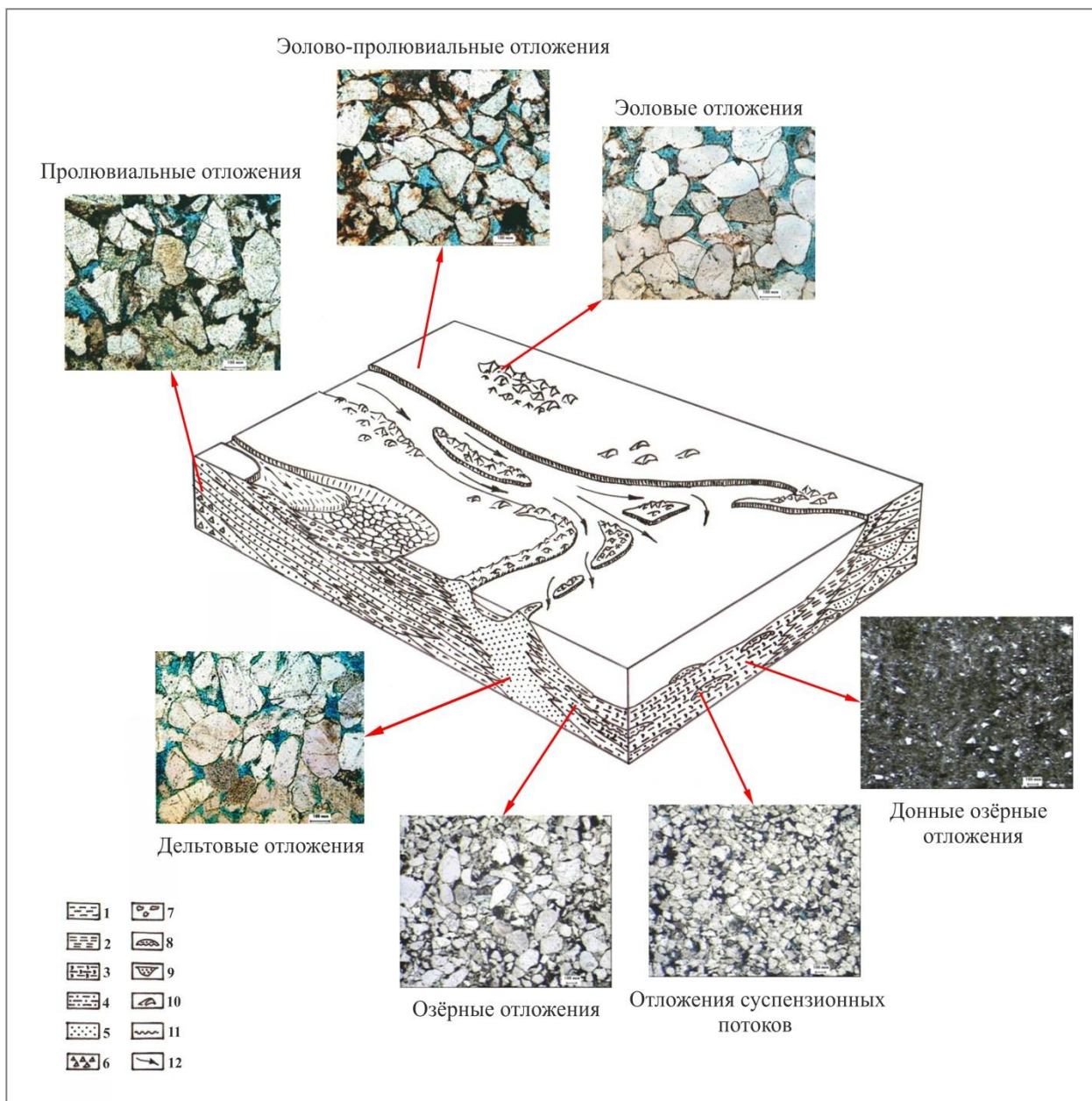
Построение прогнозных карт распространения различных фаций на площади месторождения осуществляется на основе комплексирования результатов литолого-петрофизических исследований ядра, данных ГИС и сейсморазведочных работ.

Работа включает следующие этапы:

- 1) на основе результатов литолого-петрофизических исследований ядра, отобранного из рассматриваемых отложений, выделяются основные литологические типы пород и соответствующие им классы коллекторов;
- 2) выделенные литологические типы пород соотносятся с известными фациями и определяется их фациальная принадлежность;
- 3) в составе определенных фаций выделяются встречающиеся в них классы пород-коллекторов, особо обозначаются типы фаций, в состав которых входят наиболее высокые коллекторы;
- 4) выделенные на основе литолого-петрофизических исследований фации соотносятся с результатами ГИС, выделяют соответствующие им электрофации (по Муромцеву).
- 5) По данным ГИС строится дискретная карта электрофаций по определенному пласту;
- 6) На основе данных ГИС и сейсморазведки находятся статистические критерии (сейсмические атрибуты) для выделения фаций (теперь уже сейсмофаций), которые заполняют первоначально дискретное межскважинное пространство; результатом

работ является прогнозная карта с непрерывными границами распространения различных фаций, выделенных на основе комплекса использованных методов;

- 7) На основе полученных связей фаций – литологические типы пород – классы коллекторов строится прогнозная карта вероятностного распределения различных классов пород-коллекторов, выделяются участки с наиболее продуктивными (высокоемкими) их типами в пределах того или иного пласта.



На рисунке представлено схематическое изображение основных обстановок осадконакопления, существовавших во время отложения осадков ванаварской свиты и фотографии илифов, изготовленных из отложений различной фациальной принадлежности

1 – красные глины; 2 – серо-зеленые глины; 3 – темно-серые, до черных глины (богатые керогеном); 4 – алевриты; 5 – песчаники; 6 – гравелиты; 7 – желваки и стяжения ангидрита; 8 – суспензионные (гравитационные) потоки; 9 – русловые песчаники; 10 – дюны (золотые отложения); 11 – граница несогласия; 12 – направление течений.

ТЕКТОНОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ УЧАСТКОВ С ПОВЫШЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТЬЮ И ПРОДУКТИВНОСТЬЮ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН И СОСТАВЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

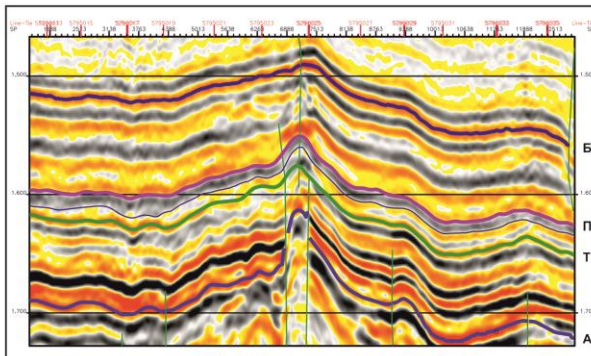
Накопленная к настоящему времени геолого-промысловая и геофизическая информация свидетельствует о неравномерном распределении напряжений, существующих в осадочном чехле и фундаменте, что приводит к возникновению в них зон сжатия и растяжения, сопровождающихся формированием вторичной (тектоногенной) трещиноватости, проявляющихся в процессе разработки углеводородных залежей, соответственно, как участки с пониженной и повышенной продуктивностью.

В настоящее время с целью прогноза геодинамического состояния осадочного чехла и фундамента чаще всего применяются данные дистанционных геофизических методов: грави- и магниторазведки, аэро- и космоснимки, а также результаты сейсморазведочных работ, обработанных с помощью специальных программ.

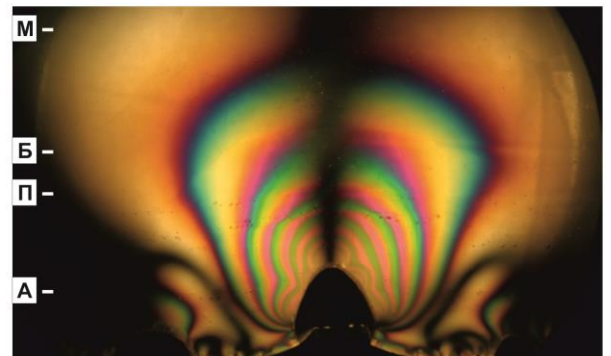
Однако все перечисленные методы **являются косвенными**, основанными на более или менее правдоподобных допущениях и умозрительных заключениях. Они не **позволяют напрямую оценивать характер распределения величин напряжений**, возникающих в осадочном чехле в результате формирования антиклинальных структур и сдвиговых, сбросовых или надвиговых дислокаций, а также изучать механизм формирования трещин, устанавливать причины, определяющие их ориентировку и протяженность, а также закономерности перераспределения материала, слагающего рассматриваемые толщи под действием движущихся блоков фундамента.

Перечисленные недостатки дистанционных методов при оценке геодинамического состояния рассматриваемой толщи позволяют преодолеть методы тектонофизического моделирования, включающие в себя **оптико-поляризационный** и **тектоно-седиментационный** способы. Эти способы моделирования различных тектонических структур и движений **позволяют прогнозировать участки с повышенной продуктивностью**, обусловленной тектоногенной трещиноватостью и размещать в пределах этих зон сначала поисково-разведочные, а затем и эксплуатационные скважины.

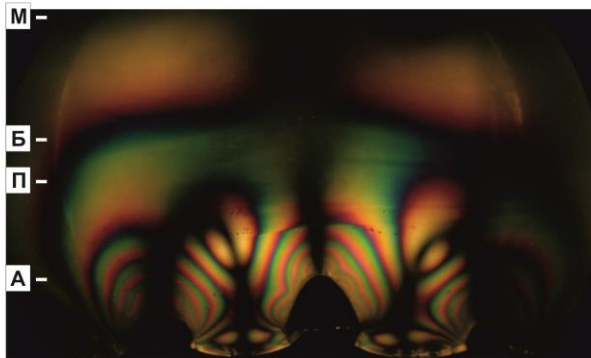
Оптико-поляризационный метод основан на явлении анизотропии в прозрачных аморфных телах, подвергнутых деформации. При этом изменение двойного лучепреломления в таких телах находится в прямой зависимости от величины напряжений, возникающих в деформируемом теле. Точность этого метода исключительно высока и поэтому он широко используется при исследовании сложных систем напряжений, расчеты которых оказываются затруднительными или невозможными даже с использованием ЭВМ. Кроме того, рассматриваемый метод **обеспечивает относительно строгое соблюдение условий подобия для упругой области деформаций и правомерность сопоставления с реальными геологическими объектами**. Использование оптико-поляризационного метода при моделировании формирования антиклинальных структур, а также разрывных нарушений типа сдвиг, сброс, взброс позволяет изучать распределение касательных и нормальных напряжений в моделируемых геологических объектах, прогнозировать плотность и ориентировку трещинных дислокаций, формирующихся в осадочном чехле, а также их тип. В качестве примера оптико-поляризационной модели приводится таковая, моделирующая распределение напряжений, возникающих в процессе роста антиклинального поднятия (см. рис).



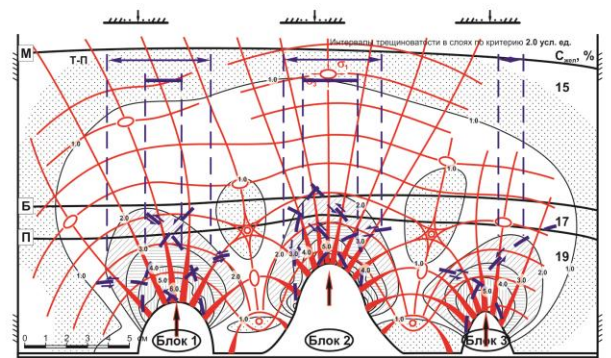
а



б



в



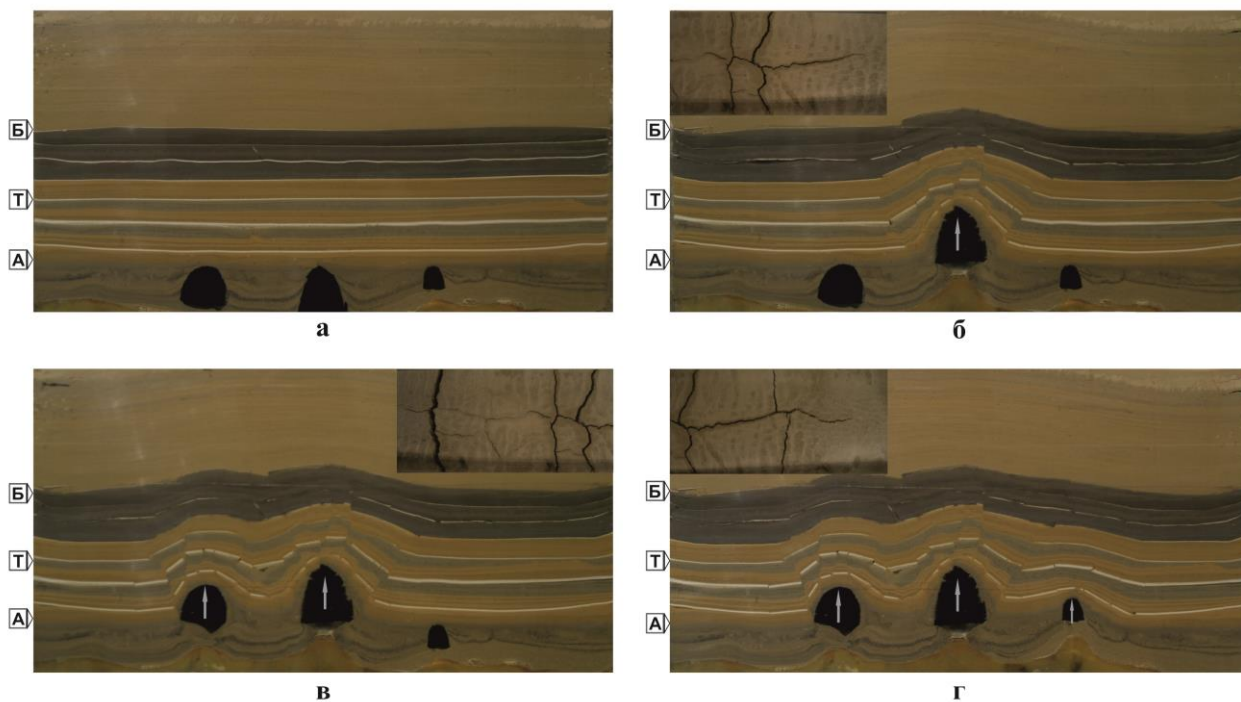
г

Фрагмент сейсмического разреза (а), фотохроматические картины распределения касательных напряжений в многослойной разноплотностной модели при деформации поочередным поднятием антиклинальных блоков, отвечающих рельефу фундамента (б, в) и графическая интерпретация фотохроматической модели (г)

Тектоно-седиментационный метод, в отличие от оптико-поляризационного, не позволяет напрямую исследовать характер распределения напряжений в модели, однако с его помощью можно исследовать механизм формирования трещинных дислокаций, определять их плотность, раскрытость, а также изучать закономерности перемещения осадочных масс под действием растущих поднятий.

Тектоно-седиментационный метод основан на лабораторном воспроизведении процесса подводного осадконакопления в условиях постоянного нагружения, возникающего в результате последовательного отложения слоистых толщ. Результаты такого моделирования применимы к анализу механизма образования геологических структур, выявляемых в разновозрастных разрезах, сложенных слоями, в различной степени консолидированными и различающимися в момент деформации физико-механическими свойствами. С целью анализа механизма формирования и закономерностей распределения трещинных дислокаций в процессе моделирования роста антиклинальных поднятий, сдвиговых, сбросовых и надвиговых деформаций в седиментационных моделях откладываются компетентные слои, в которых происходит не пластичное, а хрупкое разрушение (с формированием трещинных дислокаций в этих слоях).

Основой при прогнозировании геодинамического состояния рассматриваемой осадочной толщи пород с использованием описанных выше тектонофизических методов являются результаты сейсморазведочных работ, а также данные ГИС, на основе которых строится геологическая модель рассматриваемой площади.



Тектоно-седиментационная модель формирования антиклинальных структур, до начала роста поднятия (а), после роста 2-го (центрального) поднятия (б), после роста 1-го (левого) и 3-го (правого) поднятий (в и г соответственно); на врезках (б, в и г) приведены фотографии поверхности модели над первым, вторым и третьим блоками, на которых изображена сеть трещин, возникающая в результате роста блоков

Прогнозирование геодинамического состояния рассматриваемой толщи пород с целью выделения участков с повышенной продуктивностью и построения адекватной геологической и гидродинамической модели месторождения включает следующие этапы:

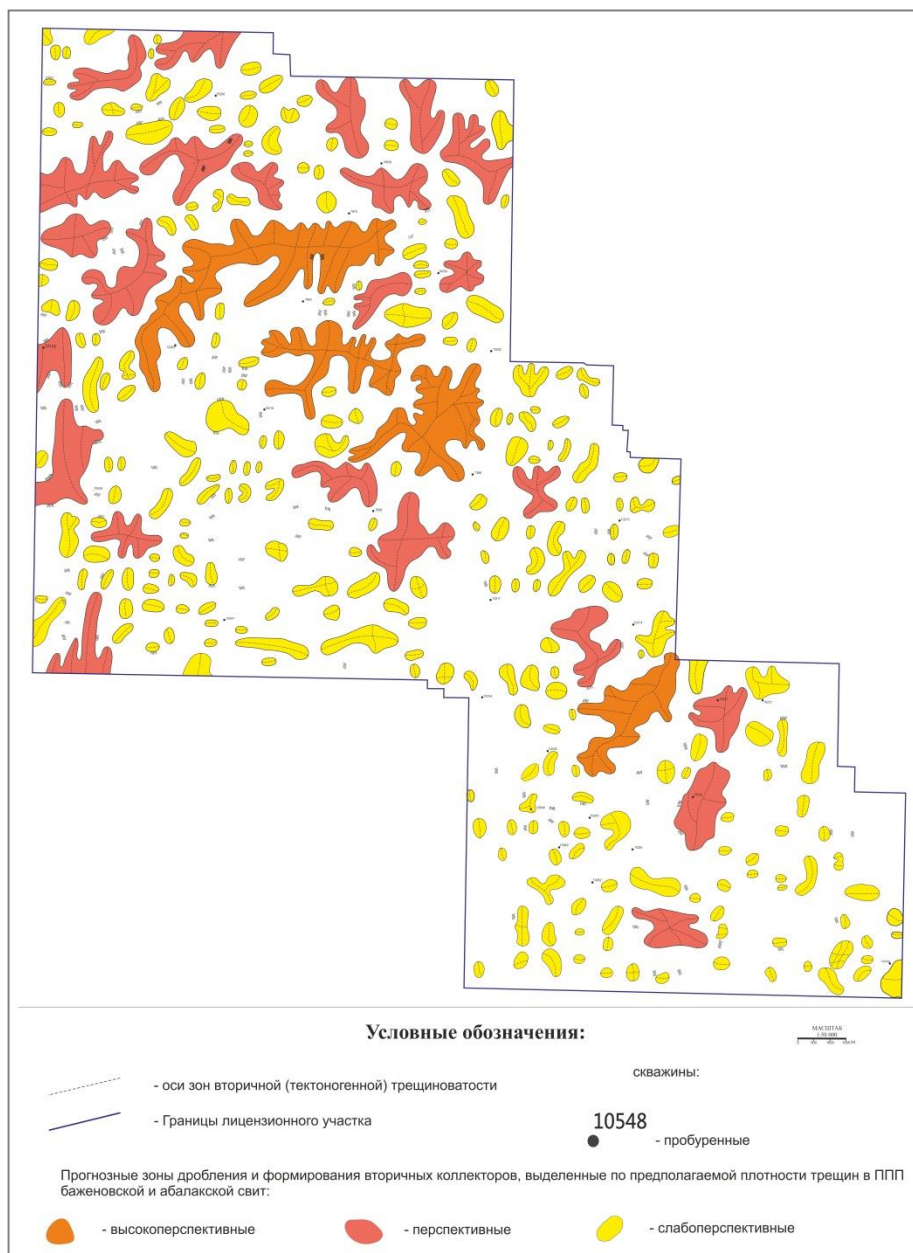
1. Анализ имеющейся сейсмо-геологической информации.
2. Изучение геологического строения продуктивной толщи в пределах рассматриваемой площади или месторождения, выделение основных типов пород, слагающих разрез.
3. Отбор образцов выделенных типов пород и анализ их прочностных и деформационных свойств для последующего использования этих данных при построении тектонофизических моделей.
4. Анализ сейсмо-геологических данных с целью выявления основных типов структур тектонического происхождения в осадочном чехле.
5. Разработка классификации основных типов деформационных структур, встреченных в осадочном чехле рассматриваемого месторождения.
6. Палеотектоническая реконструкция роста структур в пределах рассматриваемого месторождения на основе данных сейсморазведки и результатов бурения.
7. Осуществление моделирования формирования выделенных деформационных структур тектоно-седиментационным и оптико-поляризационным методами с целью оценки геодинамического состояния толщи рассматриваемого месторождения и прогноза зон сжатия и разуплотнения (вторичной трещиноватости).

8. Структурно-прогнозное дешифрирование временных сейсмических разрезов с целью выделения зон сжатия и тектоногенной трещиноватости и построения модели геодинамического состояния выбранного участка или месторождения.

9. Анализ размещения деформационных зон, дифференциация выбранной площади или месторождения на зоны (блоки), имеющие различные ВНК и отличающиеся по величине прогнозной продуктивности.

10. В зависимости от стадии изученности и степени разбуренности месторождения, выдача рекомендаций по размещению разведочных (доразведочных), эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Анализ степени достоверности прогноза геодинамического состояния осадочного чехла и, в частности, природной (тектоногенной) трещиноватости, выполненный в пределах 18 месторождений, расположенных в различных районах Западно-Сибирской плиты, показал высокую степень достоверности выполненных прогнозов (от 60-67 до 100%, что зависит, главным образом, от качества исходной информации).



Структурно-прогнозная схема размещения трещинных коллекторов в даниловской свите (по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования)

Центральная комиссия по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений в протоколе № 19-ИЛ от 09.02.2001 г. рекомендовала руководителям предприятий-недропользователей «применять предлагаемую методику с учетом конкретных геолого-тектонических условий».



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ
ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОНЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

103074 г. Москва, Китайгородский проезд, 7
Тел. 220-49-45, т/ф 220-44-98; тел/факс 943-58-38
от 09.02.2001 г. № 19-ИЛ

**Руководителям
предприятий-недропользователей**

8 февраля 2001 г. на Пленарном заседании ЦКР Минэнерго России рассмотрена разработка ООО «Сибгеоцентр», ОАО «СибНИИНП» и ОИГГИМ СО РАН «Прогноз зон разуплотнения и вторичной (тектоногенной) трещиноватости в осадочном чехле нефтегазоносных бассейнов на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования».

Направляем Вам копию протокола указанного заседания ЦКР (№2676 от 08.02.2001 г.) для ознакомления и применения предложенной методики с учетом конкретных геолого-тектонических условий.

Приложение: упомянутое на 6 листах.

Первый заместитель
председателя ЦКР

Н.Н.Лисовский

Предлагаемый способ прогнозирования геодинамического состояния осадочного чехла и, в частности, зон вторичной тектоногенной трещиноватости, осуществляемый на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования, защищен патентом (№ 2183332 от 10.06.02 г.)



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2183332

Российским агентством по патентам и товарным знакам на основании Патентного закона Российской Федерации, введенного в действие 14 октября 1992 года, выдан настоящий патент на изобретение

СПОСОБ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗОН РАЗВИТИЯ ВТОРИЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТРЕЩИНОВАТОГО ТИПА В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ

Патентообладатель(ли):

Зубков Михаил Юрьевич

по заявке № 2000127958, дата поступления: 08.11.2000

Приоритет от 08.11.2000

Автор(ы) изобретения:

Зубков Михаил Юрьевич, Бондаренко Петр Михайлович

Патент действует на всей территории Российской Федерации в течение 20 лет с **8 ноября 2000 г.** при условии своевременной уплаты пошлины за поддержание патента в силе

Зарегистрирован в Государственном реестре изобретений Российской Федерации

г. Москва, 10 июня 2002 г.

Генеральный директор

А.Д. Коровин

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА ИЛИ ЕГО ЛОКАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ НА ОСНОВЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Обычно оценка перспектив нефтегазоносности и прогноза компонентного состава углеводородных залежей осуществляется в процессе изучения новых, недавно открытых нефтегазоносных бассейнов или их локальных участков. Однако необходимость таких работ остается актуальной и для бассейнов, находящихся на различных стадиях геолого-геофизической изученности, так как рассматриваемые геохимические исследования позволяют оценить начальные, текущие и оставшиеся запасы углеводородов в породах-коллекторах этих бассейнов или их локальных участках.

Для решения поставленной задачи выполняется следующий комплекс геохимических исследований:

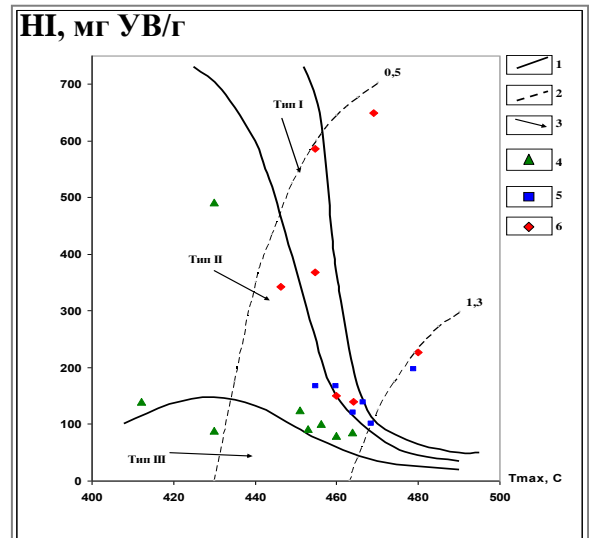
1. Проводится определение $C_{орг.}$ в основных типах пород, вскрытых скважинами, выделяются наиболее богатые $C_{орг.}$ (нефтематеринские) отложения.

2. На образцах, в которых отмечается повышенное содержание $C_{орг.}$, выполняются пиролитические исследования (по методу РокЭвал) с определением стандартных параметров: S_1 , S_2 , T_{max} , устанавливается тип керогена и рассчитываются известные коэффициенты и величины, такие как исходное содержание керогена, его инертная часть, степень его превращения в битумоиды, коэффициент эмиграции, коэффициент остаточной нефтегенерации, коэффициент превращения.

3. Рассчитываются объемные (удельные) величины образовавшихся из керогена битумоидов, определяется их оставшаяся в исходной породе и эмигрировавшая из нее часть.

4. Если имеется достаточно полная информация о литологическом составе рассматриваемых отложений в интересующем стратиграфическом интервале, то рассчитывается удельный поровый объем в породах-коллекторах и удельный объем битумоидов, эмигрировавших из нефтематеринских отложений и проводится их сопоставление.

5. На основе выполненного сопоставления удельных объемов эффективного порового пространства пород-коллекторов и объемов, эмигрировавших из нефтематеринских толщ битумоидов, делается заключение о степени перспективности рассматриваемых отложений и прогнозных запасах углеводородного сырья, заключенного в них.



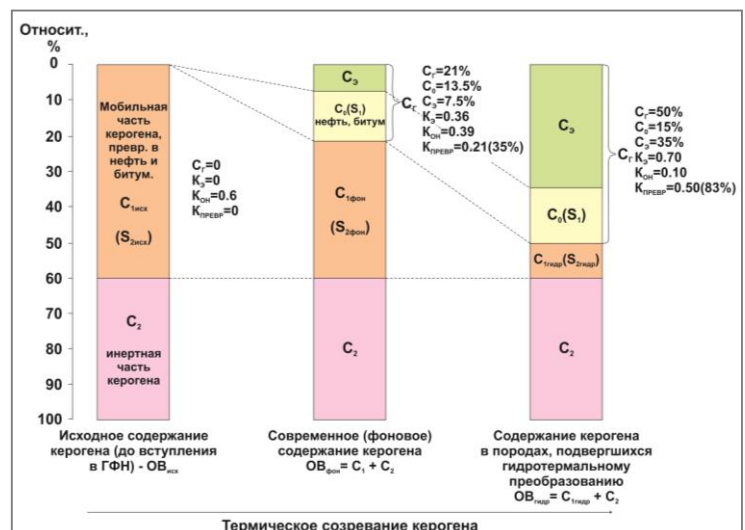
1. Линии, разграничивающие поля водородного индекса (HI) для трех типов РОВ:
 - I. — аквагенного озерного типа;
 - II. — аквагенного морского типа;
 - III. — терригенного, связанного с высшей наземной растительностью.

2. Изолинии отражающей способности витринита (R_0).

3. Направление изменения величины HI и T_{max} в катагенезе

Результаты пиролитических исследований образцов, отобранных:

- 4 — из 1-ой скважины;
- 5 — из 2-ой скважины;
- 6 — из 3-ей скважины.



ПРОГНОЗ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В КРОВЕЛЬНОЙ ЧАСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА

Снижение темпов прироста запасов в традиционных (терригенных) коллекторах, входящих в состав осадочного чехла, например, Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна стимулирует интерес геологов и нефтяников к поиску залежей УВ в доюрском комплексе (ДК), тем более, что в настоящее время из него получены притоки нефти, конденсата и газа на ряде площадей и месторождений бассейна (рис. 1).

Анализ собранного геолого-геофизического материала показал, что прогноз и поиски УВ залежей в ДК должен включать в себя следующие этапы:

1. Детальные литолого-петрофизические исследования керна, отобранного из ДК, с целью установления литологических типов пород, имеющих эффективную ёмкость и проницаемость.

2. При условии достаточно детальной изученности ДК изучаемого района (как, например, Шаимского НГР) построить карту его вещественного состава, так как вторичные коллекторы в ДК формируются далеко не во всех типах пород, а лишь во вполне определённых, которые можно назвать потенциально продуктивными породами (ППП), так как именно в них под действием тектоно-гидротермальных процессов образуются вторичные коллекторы (рис. 2-4).

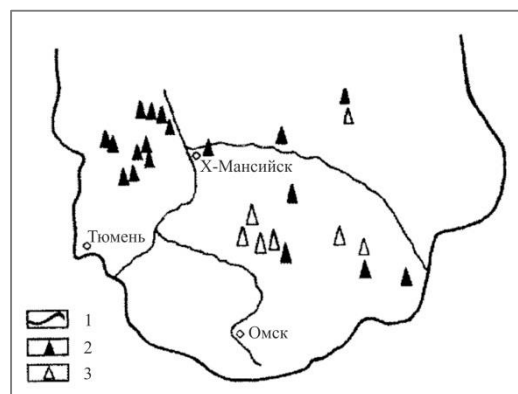


Рис.1. Результаты испытаний кровельной части доюрского комплекса центральной и южной частей Западно-Сибирской плиты

Условные обозначения: 1 – внешний контур Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, скважины, из которых получен

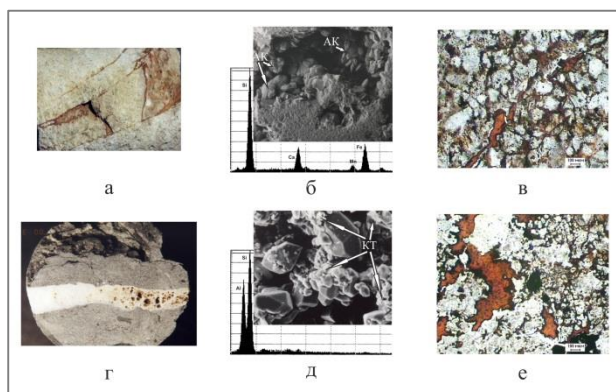


Рис. 2. Фотографии образцов метапесчаника (а), кремнистого сланца (с), снимки РЭМ микрокварца в метапесчанике (б) и кремнистом сланце (д), фотографии петрографических шлифов, прокрашенных красной смолой метапесчаника (в) и кремнистого сланца (е). Убинское месторождение: скв. 10054 (а, б, в) и скв. 3735 (г, д, е); увеличение: б – 20 раз, д – 500 раз. Сокращения: Ак – анкерит, Кт – каолинит. Рядом со снимками РЭМ расположены элементные спектры, полученные с их площади (б) и агрегатов каолинита (д)

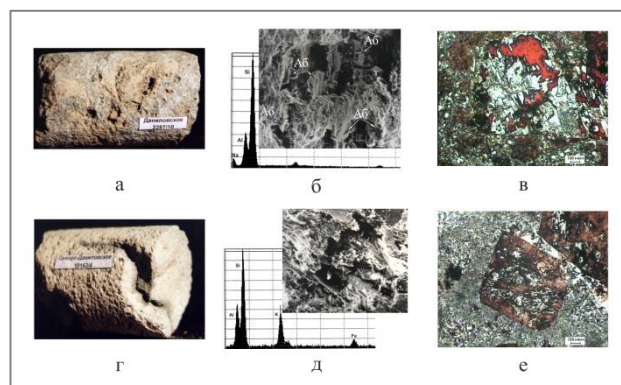


Рис. 3. Фотографии трещинно-кавернозных образцов кислых эффузивов (а, с), снимки РЭМ (б, д) и фотографии петрографических шлифов, прокрашенных красной смолой, отобранные из скв. 2287 Даниловского (а, б, в) и скв. 10163 Северо-Даниловского (г, д, е) месторождений, рядом со снимками расположены элементные спектры, полученные с кристаллов альбита (б) и с площади снимка (д). Сокращение: Аб – альбит

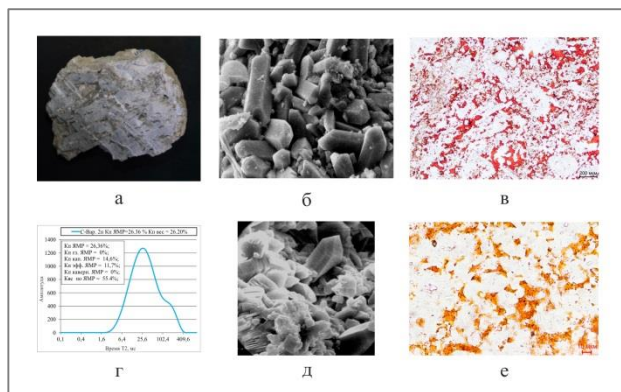


Рис. 4. Фотография образца гидротермального силицита (а), его спектр ЯМР (г), снимки РЭМ (б,д) и фотографии прозрачных петрографических шлифов, прокрашенных красной смолой, скв. 2П, Северо-Варьеганское месторождение

3. Обязательные исследования акустических свойств пород ДК в условиях, моделирующих пластовые, причём как исходных (не изменённые наложенными тектоно-гидротермальными процессами) ППП, так и уже изменённых этими процессами пород (собственно вторичные коллекторы).

4. Сопоставление акустических свойств исходных ППП и сформировавшихся по ним вторичных коллекторов.

5. Анализ данных сейсморазведки в пределах выбранного района, сопоставление мощности временных разрезов между соседними сейсмоотражающими горизонтами в кровельной части ДК и их сравнение с полученными результатами акустических исследований неизменённых ППП и образовавшихся по ним пород-коллекторов.

6. Выделение с использованием данных сейсморазведки (по полученным результатам сопоставления акустических свойств ППП и образовавшихся по ним вторичных пород-коллекторов) прогнозных участков для поисков залежей УВ в кровельной части ДК (рис. 5).

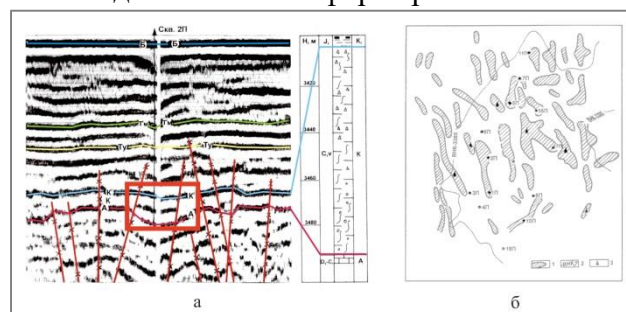


Рис. 5. Сейсмической и литологической разрезы, проходящие через скв. 2П (а) и прогнозная схема расположения зон развития вторичных коллекторов тектоно-гидротермального происхождения для кровельной части доюрского комплекса Северо-Варьеганского месторождения (б); отражающие горизонты: А – первое (сверху) устойчивое отражение в породах фундамента; К1 – соответствует границе между кровельной частью фундамента и подошвой юрских отложений (котухтинская свита)
1 – прогнозируемые участки развития вторичных коллекторов; 2 – положение водо-нефтяного контакта; 3 – положение проектных скважин

Предлагаемый способ поисков УВ залежей в кровельной части ДК защищён патентом:



ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН ДЕПРЕССИЙ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ, ПРИ КОТОРЫХ ПРОИСХОДЯТ НЕОБРАТИМЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЕГО ПОРИСТОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ

Продуктивные отложения находятся в напряженном состоянии, вызванным действием на них эффективного давления:

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{вп}} - n \cdot P_{\text{пл}} \quad (1)$$

где $P_{\text{вп}}$ — давление вышележащих пород (внешнее); $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление (внутреннее); n — коэффициент, характеризующий величину внутреннего давления, идущего на разгрузку внешнего давления.

Эффективное давление на породы нефтяного (газового) пласта не остается постоянным в процессе разработки залежи. При падении пластового давления оно возрастает и ведёт к неуклонному уменьшению пористости и проницаемости продуктивных отложений. Породы продуктивного пласта, особенно в призабойной зоне скважины, при отборах из них жидкости или газа испытывают постоянные возрастающие во времени депрессивные нагрузки, которые могут исчезнуть при прекращении отбора и восстановлении пластового давления, а могут сохраниться, если произойдёт необратимая деформация пласта. Поэтому необходимо опытным путём установить критические значения депрессии на пласт, при которых могут произойти необратимые изменения его пористости и проницаемости. Для этого необходимо провести лабораторные исследования зависимости деформации образцов продуктивных отложений от эффективных напряжений (рис. 1).

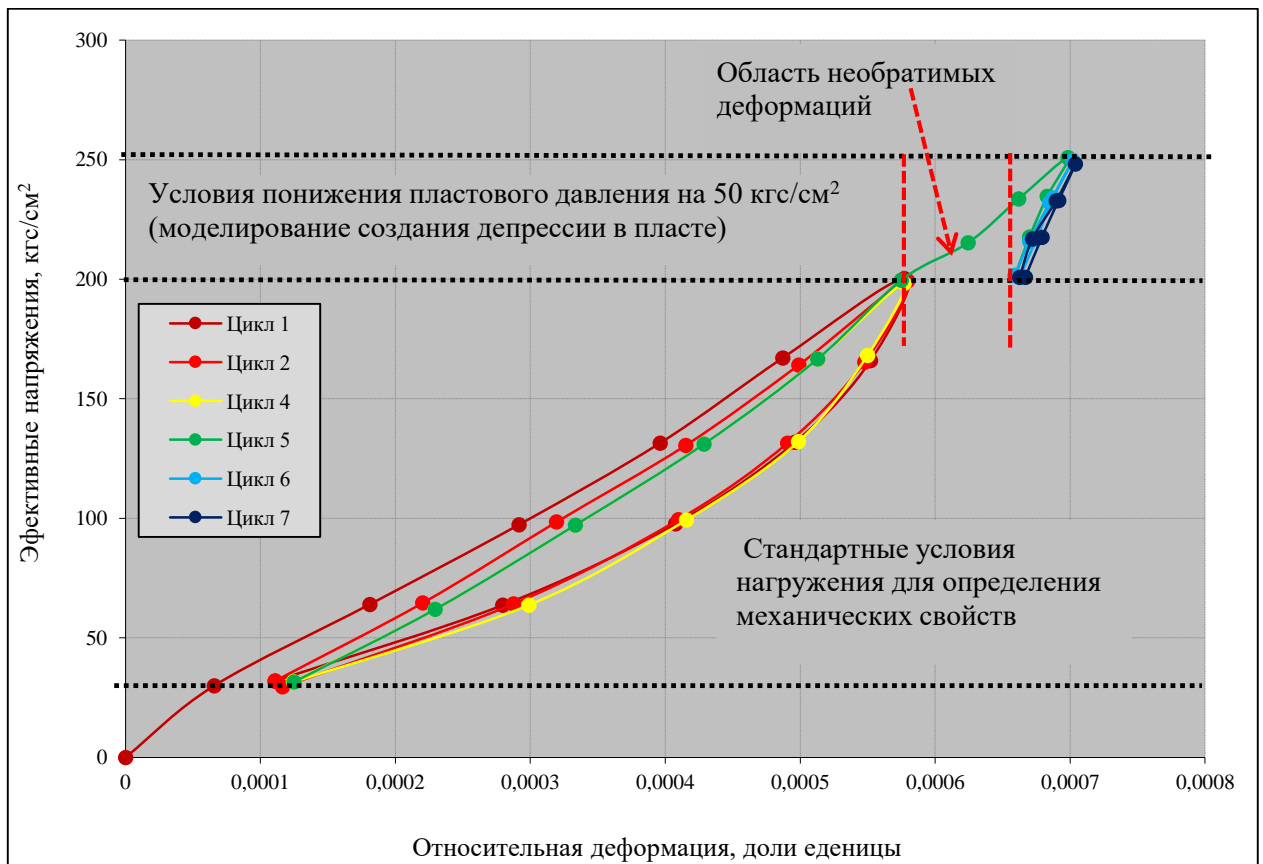


Рис. 1. Моделирование эффективного напряжения в образце песчаника в зависимости от величины эффективного напряжения

Кроме того, параллельно, следует изучить зависимости изменения пористости и проницаемости образцов продуктивных пластов от величины депрессии на пласт (рис. 2).

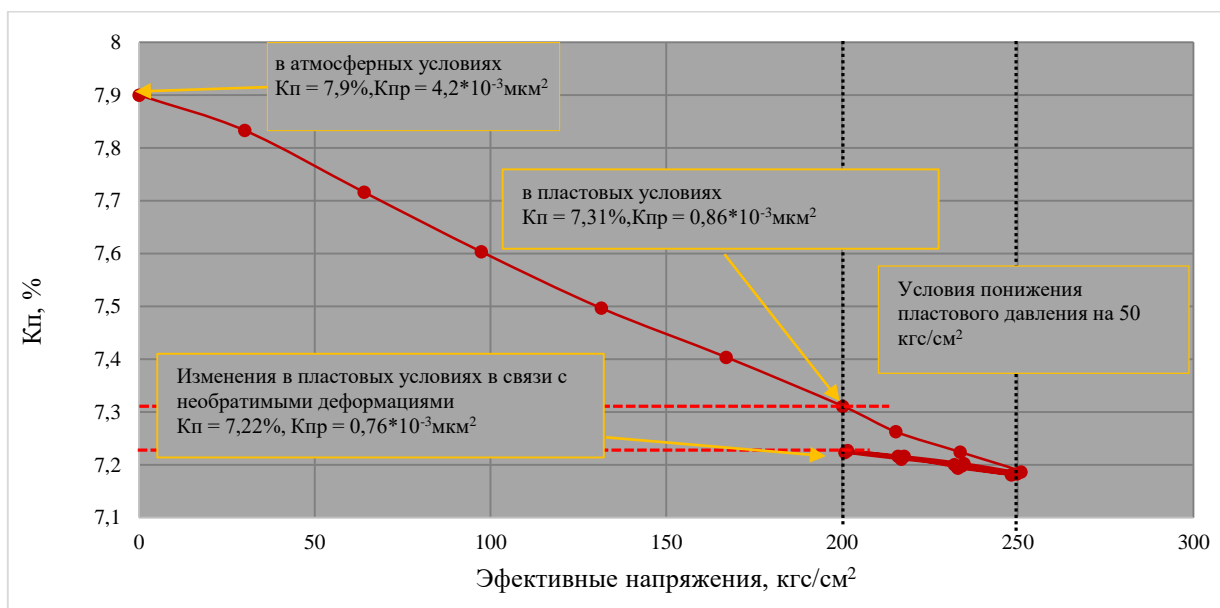


Рис.2. Изменение коэффициентов пористости и проницаемости при понижении пластового давления

Таким образом, деформации, возникающие в результате сжимающих усилий вышележащих пород, могут носить упругий и необратимый (неупругий) характер и отрицательно влиять на коллекторские свойства пород, что, как отмечалось выше, сказывается также и на их проницаемости, что важно учитывать при разработке нефтяных и газовых залежей.

Экспериментальные исследования, связанные с изучением проницаемости пород при повышении и постепенном уменьшении эффективного давления, свидетельствуют о том, что после разгрузки (восстановлении пластового давления после создания депрессии на пласт) проницаемость не достигает своей прежней величины. Такая ситуация наблюдается в том случае, когда происходит превышение критической величины депрессии, что особенно характерно для пород со значительным содержанием глинистых прослоев и глинистого цемента. Это свидетельствует о развитии остаточных деформаций в породах. Поэтому в первую очередь необходимо учитывать критическую точку, характеризующую порог статического уплотнения, за пределами которой наблюдается пластическая деформация пласта, вследствие чего происходит необратимое уменьшение его проницаемости в призабойной зоне и как следствие – падение дебитов скважин.

При проведении лабораторных работ по определению механических свойств (модуль Юнга, коэффициент Пуассона и др.) образцов пород, так же моделируются вариации пластового давления. На рисунке 1 видно, что после снижения пластового давления на 50 кгс/см² и последующего восстановления пластового давления, в образце возникли необратимые деформации, из-за чего коэффициент пористости уменьшился на 1,2 отн. % или 0,09 абс. %, а коэффициент проницаемости на 12,6 отн. % или на $0,11 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (см. рис.2).

Заказчиками ООО «ЗапСибГЦ» являются следующие организации:

ПАО «ЛУКОЙЛ», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
ПАО «ГАЗПРОМ» ООО «ТюменНИИгипрогаз»
ПАО «ЛУКОЙЛ» АО «РИТЭК» (НГДУ «РИТЭКБелоярскнефть»)
ПАО НК «Русс Нефть»
АУ ХМАО-Югры «НАЦ РН им. В.И. Шильмана»
АО «ННК-Печеранефть»
АО «НК «Конданефть»
ОАО «НК «Янгтур»
ОАО «Евротэк»
АО «ЦГЭ»
АО «Уралнефтесервис»
ФБГУ «ВСЕГЕИ»
ФГУП «ЗапСибНИИГГ»
АО «СибНИИНП»
АО «Комнедра»
ЗАО «ТУРСУНТ»
ОАО «Тюменская нефтяная компания»
ООО «Газпром добыча Красноярск»
ОАО НК «Славнефть» (ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»)
ООО «Газпром геологоразведка»
ОАО «Варьеганнефть»
ОАО «Тюменнефтегаз»
ООО «НК «Бурнефтегаз»
ООО «Соровскнефть»
ООО «Тортасинскнефть»
ООО «Нефтегазпромтех»
ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»
ЗАО СП «Нафта-Ульяновск»
ОАО СП «Соболь»
ОАО АНК «Югранефть»
ЗАО «Назымская НГРЭ»
ОАО «Ханты-Мансийская нефтяная компания»
ЗАО «Зауралнефтегаз»
ОАО «НижневартовскНИПИнефть» и др.

Специалисты предприятия подготовили отчеты по комплексным литолого - петрофизическим исследованиям керна по 65 месторождениям Западной Сибири, 3 месторождениям Ульяновской области, 5 месторождениям Красноярского края и 1 месторождению Республики Коми.

Предприятием на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования подготовлены прогнозные карты для поисков углеводородных залежей в отложениях баженовской и абалакской свит в пределах 10 месторождений, а также для юрско-неокомских отложений в пределах трех месторождений Западной Сибири.

Выполнены проекты доразведки по двум площадям Красноленинского района Западной Сибири.

Проведена оценка перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса Красноленинского района Западной Сибири.

Оценены потенциальные ресурсы баженовской и абалакской свит в пределах Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

В разные годы сотрудниками ООО «ЗапСибГЦ» были опубликованы в открытой печати более 200 научных работ, получены авторские свидетельства и патенты на изобретения.

Техническое оснащение

Имеющееся в **ООО «ЗапСибГЦ»** лабораторное оборудование и установки позволяют обрабатывать до **2.5-3.0 пог.км.** керна в год по стандартным видам литолого-петрофизических исследований.

По специальным видам петрофизических исследований, включая определение относительных фазовых проницаемостей (по нефти, воде и газу) и коэффициенты вытеснения нефти водой – до **150 опытов** в год.

Директор: к.г.-м.н. Зубков Михаил Юрьевич

Юридический адрес: 625002, г. Тюмень, ул. Сургутская, д. 11, корп. 4.

Тел/факс: +7(3452) 63-24-50, 63-24-60, 63-24-62, 63-24-65, 63-24-66, 63-24-69

Email: sibgc@yandex.ru

Электронный адрес: www.zapsibgc.ru

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Общество с ограниченной ответственностью
"ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"

Отзыв о сотрудничестве с ООО «Западно Сибирский Геологический Центр»


ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» сотрудничает с ООО «Западно Сибирский Геологический Центр» (ООО «ЗапСибГЦ») с 2012 г. в области стандартных и специальных лабораторных исследований кернового материала, тектонофизического моделирования и геохимических исследований.

За это время специалистами ООО «ЗапСибГЦ» в аккредитованной лаборатории качественно и с опережением календарных сроков выполнены исследования по прогнозированию нефтегазоносности алабасских отложений Шаимского нефтегазоносного района и сопредельных территорий, проведены комплексные литолого-петрофизические исследования тонкослоистого разреза отложений викуловской свиты восточной части Каменного ЛУ, выполнены специальные петрофизические и геохимические исследования ядра баженовской свиты ряда месторождений, находящихся в разработке ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с целью изучения особенностей строения верхнеюрских отложений и интенсификации притоков нефти.

Исследования выполнены на высоком профессиональном уровне, подготовлены отчеты в соответствии с требованиями заключенных договоров и геологических заданий, претензий к качеству работ нет.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» совместной работой с ООО «ЗапСибГЦ» удовлетворено и планирует дальнейшее плодотворное сотрудничество.

И.о. заместителя генерального директора по научной работе в области геологии ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»



В.А.Мусихин

Россия 127055, г.Москва ул.Сущевский Вал, д.2

тел.: +7 (495) 983-22-86
+7 (495) 983-22-94
Факс: (495) 983-21-41
E-mail: LUKOIL.Engin@lukoil.com

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"

№ 32.28-594А Дата 14.09.2015г.
на № _____ от _____

Отзыв о сотрудничестве с ООО «Западно Сибирский Геологический Центр»
(ООО «ЗапСибГЦ»)


В период с начала 2013 г. и по настоящее время ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» успешно и плодотворно сотрудничает с ООО «Западно Сибирский Геологический Центр» (ООО «ЗапСибГЦ») в области комплексных стандартных и специальных литолого-петрофизических и геохимических исследований карбонатных и терригенных отложений различного возраста.

Лаборатория литолого-петрофизических исследований горных пород ООО «ЗапСибГЦ» аккредитована ФСА Росаккредитация в системе аккредитации аналитических лабораторий. Грамотные и опытные специалисты лаборатории выполнили работы по лабораторным, арбитражным исследованиям и анализу стандартного и полноразмерного кернового материала, отобранного из большого количества разведываемых и разрабатываемых месторождений ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь".

Все исследования были выполнены на высоком профессиональном уровне с соблюдением условий договоров и геолого-технических заданий. Научно-исследовательские отчеты оформлены в соответствии с требованием ГОСТ, претензий к качеству работ не имелось.

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» удовлетворено совместной работой с ООО «ЗапСибГЦ».

Начальник отдела планирования ГРП



Качкин А.А.

628486, Российская Федерация,
Тюменская обл., г. Когалым,
ул. Прибалтийская, д. 20

Тел.: (34667) 2-98-00
Тел./факс: (34667) 2-98-00
6-14-36, 6-14-37

Т нефть

Общество с ограниченной ответственностью
«ТОРТАСИНСКНЕФТЬ»

625002, г. Тюмень, ул. Орджоникидзе, д. 5
ИНН 7202170738 КПП 720201001 ОГРН 1077205059900 ОКПО 83329639
р/сч 40702810200090002434 Уральский филиал ОАО «МТС-Банк»,
БИК 046577925 к/сч 301018100000000925
Тел.: +7(3452) 56-59-10, 56-59-20; E-mail: bng@baroil.ru, www.baroil.ru

«19» августа 2014 г. № 0329-Г-14/пркс

Отзыв о сотрудничестве с ООО «Западно Сибирский Геологический Центр»
(ООО «ЗапСибГЦ»)

Предприятие ООО «Западно Сибирский Геологический Центр», аккредитованное в системе аккредитации аналитических лабораторий (центров) Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии РФ, предоставляет услуги по выполнению большого комплекса лабораторных исследований ядра поисково-разведочных скважин (литолого-петрофизические, стандартные и специальные петрофизические, геохимические исследования, услуги по проведению потоковых экспериментов, определению прочностных характеристик горных пород, проведению экспериментов в условиях моделирующих пластовые и т.д.).

В период с апреля 2010 г. по настоящее время между ООО «Тортасинскнефть» и ООО «ЗапСибГЦ» сложились тесные договорные отношения.


За это время в лаборатории ООО «ЗапСибГЦ» проведены комплексные исследования кернового материала 2-х скважин Тортасинского и 1-ой Северо-Итъяхского 3 лицензионных участков.

Все работы выполнены качественно, на высоком профессиональном уровне с соблюдением условий договоров и геолого-технических заданий.

Претензий к качеству работ нет. Полученные результаты комплексных исследований кернового материала использовались при подсчете запасов.

ООО «Тортасинскнефть» полностью удовлетворено совместной работой с ООО «ЗапСибГЦ» и в дальнейшем планирует продолжить сотрудничество в области изучения физико-коллекторских свойств ядра нефтяных скважин.

Генеральный директор



А.А.Щербинин

Медведева Л.И. (3452) 565910+25511

Соровск нефть

Общество с ограниченной ответственностью «Соровскнефть»

Адрес: 625002, г. Тюмень, ул. Орджоникидзе, д. 5
ИНН 7202170632 КПП 720201001 ОГРН 1077205059548
Банковские реквизиты: р/сч 40702810800090002436 Уральский филиал ОАО «МТС-Банк»
БИК 046577925 к/сч 301018100000000925
Тел./Факс: +7(3452) 56-59-10, 56-59-20; E-mail: bng@baroil.ru, www.baroil.ru

«19» августа 2014 г. № 1612-Г-14/пркс

Отзыв о сотрудничестве с ООО «Западно Сибирский Геологический Центр»
(ООО «ЗапСибГЦ»)

Услугами ООО «ЗапСибГЦ» при проведении лабораторных исследований кернового материала, отобранного из скважин Восточно-Вуемского ЛУ, ООО «Соровскнефть» пользуется с 2010 г.


Со стороны Исполнителя запланированные работы выполнялись и выполняются с соблюдением всех контрактных условий. За это время в лаборатории ООО «ЗапСибГЦ» проведены комплексные исследования кернового материала из продуктивных интервалов Соровского месторождения (всего 8 скважин).

Особо следует отметить подход сотрудников ООО «ЗапСибГЦ» к изучению ядра. Все работы выполнены качественно и в срок, что помогло составить более полную картину о свойствах поднятого ядра и геологическом строении района.

Претензий к качеству исследований и срокам выполнения работ не предъявлялось. Полученные результаты комплексных исследований кернового материала использовались при подсчете запасов.

ООО «Соровскнефть» положительно оценивает опыт совместного сотрудничества с ООО «ЗапСибГЦ» в области исследования ядра нефтяных скважин.

Генеральный директор



А.А.Щербинин

Медведева Л.И. (3452) 565910+25511

Отзыв о сотрудничестве
с ООО «Западно-Сибирский Геологический Центр» (ООО «ЗапСибГЦ»)

Настоящим отзывом ООО «ТюменНИИгипрогаз» подтверждает опыт успешного и плодотворного сотрудничества с ООО «Западно-Сибирский Геологический Центр» в области лабораторных исследований керна карбонатных и терригенных пород по скважинам Западной и Восточной Сибири, начиная с 2005 года по настоящее время.

За этот период специалистами лаборатории литолого-петрофизических исследований ООО «ЗапСибГЦ» проведены работы по лабораторному анализу кернового материала, отобранного из скважин Медвежьего, Юрхаровского, Ново-Юрхаровского, Ханчейского, Уренгойского, Западно-Часельского, Тазовско-Заполарного месторождений, Яро-Яхинской, Ямбургской, Северо-Парусовой, Южно-Парусовой, Парусовой, Падинской площадей, Северо-Уренгойского, Восточно-Уренгойского и Ново-Уренгойского лицензионных участков, Собинского, Ямсовейского, Берямбинского, Абаканского месторождений. Кроме стандартных петрофизических исследований для ООО «ТюменНИИгипрогаз» выполнялись работы по определению адсорбционно-диффузионной активности горных пород, емкости катионного обмена, рентгено-структурный анализ горных пород, эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей. По результатам исследований подготовлены отчеты о научно-исследовательских работах.

Все указанные работы были выполнены на высоком профессиональном уровне с соблюдением условий договоров и геолого-технических заданий. Результаты работ оформлены в установленном порядке. Претензий к качеству и срокам выполнения работ нет.

ООО «ТюменНИИгипрогаз» удовлетворено совместной работой с ООО «ЗапСибГЦ» и продолжает сотрудничество с данным предприятием.

Генеральный директор



С.А. Скрылев

«01» декабря 2014г.



169710, Россия, Республика Коми
г.Усинск, ул. Мира, дом 6.
Телефон: +7 (82144) 29350
E-mail: info@pechoranef.ru

Акционерное общество
«ННК-Печоранефть»

10.12.2015 № 28546/10
На № _____ от _____

Директору
ООО «ЗапСибГЦ»

М.Ю. Зубкову

ул.Сургутская, д.11, к.4,
г.Тюмень, 625002
тел.факс (3452) 63-24-50
E-mail: sibgc@yandex.ru

Отзыв о сотрудничестве с
ООО «Западно Сибирский Геологический Центр»
(ООО «ЗапСибГЦ»)

АО «ННК-Печоранефть» сотрудничает с ООО «Западно Сибирский Геологический Центр» (ООО «ЗапСибГЦ») с 2014 г. в области стандартных и специальных литолого-петрофизических и геохимических исследований кернового материала.

За это время специалистами аккредитованной лаборатории ООО «ЗапСибГЦ» качественно, с соблюдением календарных сроков выполнен комплекс стандартных и специальных петрофизических исследований карбонатного кернового материала скв. 25 Северо-Харьятинского месторождения, подробно изучена геология резервуара, определены относительные фазовые проницаемости и коэффициенты вытеснения нефти водой. Все исследования выполнялись на стандартных образцах и полноразмерном керне.

Научно-исследовательские работы выполнены на высоком профессиональном уровне, подготовлен отчет в соответствии с требованиями ГОСТ, заключенного договора и геологического задания, претензий к качеству работ нет.

АО «ННК-Печоранефть» совместной работой с ООО «ЗапСибГЦ» удовлетворено и планирует дальнейшее сотрудничество.

Заместитель генерального директора
по геологии



Низов С.В.

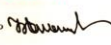

Исп. Кочини А.А.
И.о. начальника ОГ, (доб.229)



УДОСТОВЕРЕНИЕ

*Зубков
Михаил
Юрьевич*
от имени Президиума Верховного
Совета СССР Указом Президиума
Верховного Совета РСФСР
от «25» февраля 1991 г.

награжден медалью
«ЗА ОСВОЕНИЕ НЕДР
И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО
КОМПЛЕКСА
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ»

Председатель
Верховного Совета РСФСР 
М. П. 
26. декабря 1991 г.



За значительный вклад в развитие нефтегазового
комплекса на территории Тюменской области,
многолетний добросовестный труд
и в связи с 50-летием со дня образования организации

НАГРАЖДАЕТСЯ
ПОЧЕТНОЙ ГРАМОТОЙ
ЗУБКОВ
Михаил Юрьевич

Директор
общества с ограниченной ответственностью
«Западно Сибирский Геологический Центр»,
г. Тюмень

Временно исполняющий
обязанности Губернатора
Тюменской области 

В.В. Якушев

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ
от 22.05.2014 г. № 61

Пер. № 69