

УДК 622.276

**ВЫДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ
И ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПЛАСТОВ AC₁₀
БИТТЕМСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**RELEASE OF LAYERS COLLECTORS AND ASSESSMENT OF COEFFICIENT OF
POROSITY OF AC₁₀ LAYERS OF THE BITTEMSKY OIL FIELD**

Петрушин Евгений Олегович

ведущий технолог по добыче нефти и газа,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Самойлов Александр Сергеевич

инженер,
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»,
Департамент лабораторных исследований,
отдел нормирования технологических потерь
и отбора пластовых флюидов,
сектор отбора пластовых флюидов
sasamoylov@rn-ntc.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрено выделение пластов-коллекторов по данным ГИС, по прямым и косвенным качественным критериям Биттемского нефтяного месторождения. Приведены методики выделения пластов-коллекторов пласта AC₁₀, определения коэффициента пористости. Проведена оценка достоверности определения пористости по ГИС.

Ключевые слова: пласт-коллектор, ГИС, прямые качественные критерии, косвенные качественные критерии, методика выделения пластов-коллекторов, коэффициент пористости, достоверность определения пористости.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading oil and gas
production technologist,
JSC «Pechoranef»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straevich

Candidate of Technical Sciences,
Assistant professor of pulp applied
mathematicians,
Kuban State University of Technology
mereniya@mail.ru

Samoylov Alexander Sergeevich

Engineer,
Limited liability company «NC «Rosneft»
research and technical centre»,
Department of laboratory research,
Department of rationing process losses
and selection of reservoir fluids,
Sector selection of reservoir fluids
sasamoylov@rn-ntc.ru

Annotation. In this work release of layers collectors according to GIS, on straight lines and indirect qualitative criteria of the Bittensky oil field is considered. Techniques of release of layers collectors of AC₁₀ layer, determination of coefficient of porosity are given. The Assessment of reliability of determination of porosity on GIS is carried out.

Keywords: layer collector, GIS, direct qualitative criteria, indirect qualitative criteria, technique of release of layers collectors, porosity coefficient, reliability of determination of porosity.

Биттемское месторождение нефти находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 60 км к западу от г. Лянтор и в 170 км к северо-западу от г. Сургута, в непосредственной близости от месторождений нефти, находящихся в разработке: Камынского (25 км), Маслиховского (35 км), Лянторского (40 км).

Биттемское месторождение нефти расположено к югу от Сибирских увалов и приходится на болотно-озёрную равнину, имеющую слабый наклон с севера на юг. Отметки поверхности колеблются от 72–73 м на севере до 68–71 м на юге.

По геокриологическим условиям территория Биттемского месторождения относится к южной мерзлотной зоне, характеризующейся наличием мёрзлых пород в разрезах тавдинской и атлымской свит при глубине их залегания от 120–130 м на водоразделах до 170–230 м в долинах рек и отсутствием их на поймах рек. Однако сведений о наличии мерзлоты нет.

Выделение коллекторов по данным ГИС

Выделение пластов-коллекторов осуществляют при литологическом расчленении разреза. Признаки, по которым выделяют коллекторы, определяются характером разреза, типом коллектора, условиями бурения скважины.

Коллекторами будем считать породы, способные вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке. По условиям образования коллекторы нефти и газа относятся преимущественно к осадочным отложениям. По вещественному составу различают терригенные, карбонатные и их смешанные типы. По морфологии порового пространства коллекторы делятся на поровые (межзерновые, гранулярные), трещинные, каверновые и смешанные (порово-трещинно-каверновые).

Коллекторы отличаются от вмещающих пород проницаемостью, пористостью и глинистостью, что является предпосылкой для выделения их по геофизическим методам.

Выделение пластов-коллекторов осуществляют при литологическом расчленении разреза. Литологическое расчленение разреза скважин в пределах перспективных интервалов предусматривает выделение пластов, различающихся по геофизическим свойствам, определение их границ и глубины залегания.

Признаки выделения коллектора по геофизическим материалам можно разделить на две группы.

Первая группа объединяет *прямые качественные признаки*, основанные на более высокой проницаемости коллектора по сравнению с вмещающими породами и на проникновении в коллектор фильтрата глинистого раствора.

Вторая группа включает *косвенные количественные критерии* коллектора, основанные на отличии коллектора от вмещающих пород по пористости, проницаемости и глинистости (это позволяет выделить пласты-коллекторы в интервалах с повышенной пористостью, проницаемостью и пониженной глинистостью по диаграммам соответствующих геофизических методов).

Принадлежность выделенных пластов к определённому литологическому типу определяется по совокупности признаков на диаграммах различных методов ГИС.

В целом продуктивный разрез по данным ГИС можно расчленить на песчано-алевритовые породы, аргиллиты и карбонатизированные (плотные) и углистые разности.

Геологический разрез Биттемского месторождения представлен терригенными осадками. Коллекторы на рассматриваемом месторождении имеют слоистую текстуру с многочисленными рассеянными включениями глинистых минералов и относятся к межзерновому типу, представлены разнозернистыми песчаниками полимиктового состава, при выделении которых по данным ГИС накоплен достаточно большой опыт. Они уверенно выделяются по прямым качественным признакам, обусловленным проникновением фильтрата глинистого раствора в пласты-коллекторы.

Выделение пластов-коллекторов по прямым качественным признакам

Прямые качественные признаки являются наиболее надёжным способом выделения коллекторов. Они основаны на доказательстве подвижности пластовых флюидов. Таким доказательством является установление факта наличия проникновения в пласты фильтрата промывочной жидкости и формирования (или расформирования) зон проникновения; эти факты в большинстве случаев являются достаточным признаком коллектора.

Основными признаками коллектора межзернового типа, вскрытого при бурении на пресном глинистом растворе (фильтрат глинистого раствора менее минерализован, чем пластовая вода) с репрессией на пласт (гидростатическое давление столба бурового раствора выше пластового давления) являются:

1. Сужение диаметра скважины ($d_{\text{СКВ}}$) по сравнению с номинальным ($d_{\text{н}}$), фиксируемое на кавернограмме.

Сужение диаметра скважины на диаграммах методов, при помощи которых исследуется профиль скважины, указывает на наличие глинистой корки на стенке скважины против исследуемого пласта, что является однозначным признаком коллектора. Наличие корки не является признаком коллектора в следующих случаях:

- против тонких плотных прослоев, расположенных в мощном пласте-коллекторе, глинизация стенки скважины происходит благодаря «размазыванию» корки, образовавшейся в коллекторе выше и ниже лежащих пластов, при спускоподъемных операциях в процессе бурения;

- в призабойной зоне ствола скважины, вскрывшей неколлекторы, где сужение диаметра скважины может быть вызвано осаждением шлама.

Толщина глинистой корки зависит, в первую очередь, от качества глинистого раствора – чем хуже качество раствора, тем толще корка, поэтому наличие корок большой толщины является, прежде всего, признаком неудовлетворительной технологии бурения.

2. Наличие положительных приращений на диаграмме микрозондов – показания микропотенциалзонда ($\rho_{к_{МПЗ}}$) выше показаний микроградиентзонда ($\rho_{к_{МГЗ}}$).

Положительное приращение является надёжным признаком межзернового коллектора в той же мере, как и наличие корки. Т.е. в тех случаях, где корка не является признаком коллектора, то и положительное приращение не признак коллектора, а следствие плохой подготовки скважины.

Положительное приращение в диаграммах микрозондов могут отсутствовать при следующих условиях:

- глинистая корочка имеет большую толщину (> 2 см), показания микрозондов близки;

- водоносный коллектор имеет очень высокую проницаемость, как по напластованию, так и по нормали к напластованию, в результате промытая зона расформируется. В результате удельное электрическое сопротивление (УЭС) среды, исследуемой МПЗ, близко к УЭС глинистой корки.

При бурении скважин на технической воде КВ, МКЗ не дают информации для выделения межзерновых коллекторов, т.к. заметных глинистых корок при фильтрации раствора не образуется. Если в разрезе скважины, пробуренной на воде, есть мощные пласты глинистых пород, то содержание глинистого материала в ПЖ становится значительным, тогда отдельные пласты-коллекторы отмечаются сужением диаметра и соответственно положительными приращениями на микрозондах.

3. Наличие радиального градиента удельного сопротивления, устанавливаемое по диаграммам электрических методов с различным радиусом исследования.

Наиболее распространённым способом установления радиального градиента сопротивления является интерпретация кривых БЭЗ для пластов-коллекторов большой мощности, получают в зависимости от характеристики коллектора кривые зондирования, характеризующие проникновение повышающее ($\rho_{зп} > \rho_n$), понижающее ($\rho_{зп} < \rho_n$) и нейтральное ($\rho_{зп} \approx \rho_n$).

4. В коллекторах со сложной структурой пустотного пространства прямые качественные признаки устанавливаются чаще всего только по материалам ГИС, выполненным по специальным методикам и фиксирующим формирование зоны проникновения:

- при повторных измерениях во времени при сохранении свойств ПЖ в стволе скважины (методика временных измерений). Проводят МБК и БК. Наличие временной динамики сопротивления (изменение во времени) рассматривается как признак коллектора;

- при измерениях на ПЖ с различными физическими свойствами (методика двух ПЖ с различной минерализацией, при двух значениях ρ_c). Методика двух растворов предполагает проведение первого замера непосредственно перед сменой раствора в скважине и второго замера не менее чем через двое суток. Эффективность метода увеличивается при направленном воздействии на пласт путём создания депрессии или репрессии;

- повторные замеры ГК и НК при закачке меченой жидкости изотопов или при закачке жидкости с аномально нейтронными параметрами в пласты. Выделение поглощающих пластов (коллекторов) ведут по аномалиям гамма-активности, появившимся в результате контролируемого воздействия и превышающим погрешность измерений более чем в два раза. Отсутствие таких аномалий против заведомо непроницаемых пород (ангидридов, глин и т.п.) является критерием достоверного выделения коллекторов. Особенности обработки заключаются в необходимости нормирования кривых.

Выделение пластов-коллекторов по косвенным качественным критериям

Косвенные качественные признаки коллекторов обычно сопутствуют прямым признакам. Они отражают присутствие, но не передвижение в породе свободных флюидов, т. е. по своим емкостным свойствам могут принадлежать к коллекторам. К таким признакам относятся:

- 1) отрицательная аномалия на кривой самопроизвольной поляризации (ПС);
- 2) низкие показания на кривой гамма-метода (ГМ);
- 3) показания ядерно-магнитного метода, превышающие фоновые.

Выделение коллекторов по косвенным количественным критериям

Выделение коллекторов по количественным критериям реализуется при отсутствии информации для выделения коллекторов в скважинах прямыми качественными признаками. Причинами отсутствия информации является:

- отсутствие в выполненном комплексе ГИС диаграмм методов, по которым устанавливается проникновение фильтрата ПЖ в пласт (МК, КВ, БК, БМК, БКЗ и т.д.);
- бурение скважины на токонепроводящих, малофильтрующихся или высокоминерализованных ПЖ.

Выделение коллекторов с использованием количественных критериев основано на следующих предпосылках:

- в исследуемом разрезе породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород-неколлекторов значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), следовательно, и значениями геофизических характеристик, отражающих эти свойства;
- граница между коллекторами и неколлекторами на статистическом уровне характеризуется граничными значениями фильтрационно-емкостных характеристик (проницаемость $K_{\text{пргр}}$, пористость $K_{\text{пгр}}$ и др.) и соответствующими значениями геофизических характеристик пород (относительная амплитуда $\alpha_{\text{псгр}}$, двойной разностный параметр $\Delta J_{\text{гк}}$ и др.).

Выделение коллекторов производится сравнением измеренных значений фильтрационно-емкостных или геофизических характеристик с найденными граничными значениями.

Граничные значения каждого параметра ($K_{\text{пргр}}$, $K_{\text{пгр}}$ и др.) определяют раздельно для коллекторов с различной насыщенностью (газ, нефть, вода).

Количественные критерии, определяющие на статистическом уровне границу «коллектор – неколлектор», устанавливаются двумя принципиально различными способами: *статистическим* и *корреляционным*.

Статистический способ

Суть статистического способа обоснования количественных критериев заключается в разделении разреза базовой скважины (базового интервала) на проницаемые и непроницаемые пласты по прямым качественным признакам. Статистическая обработка полученной информации реализуется путём построения интегральных распределений (кумулят) пористости $K_{\text{п}}$ по ГИС или какого-либо геофизического параметра (например, $\alpha_{\text{пс}}$) для двух подвыборок – коллекторов и неколлекторов. Распределение рекомендуется накапливать по количеству пластов или по процентам от общего количества пластов раздельно по двум выборкам – для коллекторов и неколлекторов.

Граничные значения выбранных параметров получают по точкам пересечения интегральных функций распределения усреднённых значений этих параметров для объектов коллекторов и неколлекторов.

При использовании в качестве основного критерия прямых качественных признаков коллектора для построения куммулят используют материалы ГИС по всем скважинам, в которых существовали реальные предпосылки для выделения коллекторов по прямым признакам.

Корреляционный способ

При обосновании количественного критерия «коллектор – неколлектор» корреляционным способом используется, в основном, петрофизическая информация.

При определении граничных значений по керновым данным рассматриваются два случая в зависимости от насыщения (однофазное, двухфазное).

Для этих целей выполняются построения сопоставления общей пористости K_p и с эффективной пористостью $K_{пэф}$ (для водоносных залежей) или динамической пористостью $K_{пдин}$ (для нефтеносных залежей):

$$K_{пэф} = K_p \cdot (1 - K_{во});$$

$$K_{пдин} = K_p \cdot (1 - K_{во} - K_{но}),$$

где $K_{во}$ – остаточная водонасыщенность; $K_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность.

Выполнение условия $K_{пэф}(K_{пдин}) > 0$ свидетельствует о наличии в породе эффективного пустотного пространства, которое может быть заполнено нефтью или газом. Граничные значения $K_{пгр}$ и $K_{пргр}$, отвечающие условию $K_{пэф}(K_{пдин}) = 0$ устанавливаются по корреляционным графикам следующего вида:

$$K_p = f(K_{пэф}); \lg K_{пр} = f(K_{пэф}); K_{во} = f(K_{пэф});$$

$$K_p = f(K_{пдин}); \lg K_{пр} = f(K_{пдин}); K_{во} = f(K_{пдин}).$$

Найденные таким образом значения $K_{пгр}$, $K_{пргр}$ и $K_{вогр}$ отражают возможность присутствия в породе эффективного пустотного пространства, но не определяют фильтрационные свойства породы.

Выделение коллекторов с использованием количественных критериев носит статистический характер в связи с корреляционным характером всех используемых сопоставлений различных параметров. Однако если определение граничных значений выполнено методически верно на надёжной петрофизической основе, то результаты выделения являются статически ненадёжными.

Методики выделения пластов-коллекторов пласта АС₁₀ Биттемского месторождения

Методика интерпретации геофизических материалов для нефтегазовых месторождений Западной Сибири и Биттемского месторождения имеет, в основном, единый подход, общую этапность и одни приёмы обработки и получения результатов. В процессе работ были использованы материалы обработки геофизических и петрофизических данных.

В технологическом плане весь процесс, связанный с обработкой и интерпретацией геофизических данных, осуществлялся с применением современных вычислительных и программных средств на базе персонального компьютера. В качестве основного программного средства при обработке и интерпретации материалов ГИС использовалась программа обработки геофизических данных ГеоПОИСК.

Многообразие способов выделения коллекторов, описанных выше, дают возможность определить наиболее эффективную методику решения этого вопроса исходя из геологических условий и комплекса ГИС проведённого на месторождении.

При интерпретации данных ГИС имеющихся скважин, выделение коллекторов в продуктивном пласте АС₁₀ Биттемского месторождения проводилось как по качественным, так и по количественным признакам.

Границы пластов уточнялись по фокусированным методам, плотные и глинистые прослои исключались на основании анализа комплекса методов МК, БК, МБК, КВ, МКВ, РК и АК.

Выделение пластов-коллекторов по прямым и косвенным качественным признакам

При выделении коллекторов на Биттемском месторождении в первую очередь использовались прямые и косвенные качественные признаки коллектора.

Проницаемые пласты среди вмещающих глинистых пород отмечаются:

- наличием глинистой корки на кавернограмме;
- положительными приращениями на микрозондах;
- радиальным градиентом сопротивления, установленным по данным измерений зондов с разной глубиной (БЭЗ);
- отрицательными аномалиями ПС;
- низкими показаниями на кривой ГМ.

Технология проводки скважин, параметры ПЖ, а также методика и условия проведения ГИС обеспечивают получение прямых и косвенных качественных признаков практически во всех скважинах. Они являются достаточными для выделения коллекторов и подтверждены результатами опробования проницаемых пластов. Основным для выделения пластов-коллекторов являлся метод ПС с привлечением комплекса МК и БМК.

Применение способов выделения коллекторов по специальным методикам нецелесообразно, так как требуют дополнительных затрат, а вышеуказанные способы и проведенный комплекс ГИС достаточно информативны при выделении пластов коллекторов.

В скважинах с ограниченным комплексом ГИС для выделения пород-коллекторов кроме качественных признаков использовались количественные критерии коллектора.

Выделение пластов-коллекторов по количественным критериям

При выделении пород-коллекторов по количественным критериям применялось два способа: статистический и корреляционный.

Статистический способ:

Статистическая обработка полученной информации реализовалась путём построения интегральных распределений (кумулят) геофизического параметра – $\alpha_{пс}$.

Относительный параметр ПС – $\alpha_{пс}$, в первую очередь, характеризующий литологию (глинистость и пористость) коллектора, рассчитывался по формуле:

$$\alpha_{пс} = \frac{\Delta U_{пс}}{\Delta U_{пс.опор}}$$

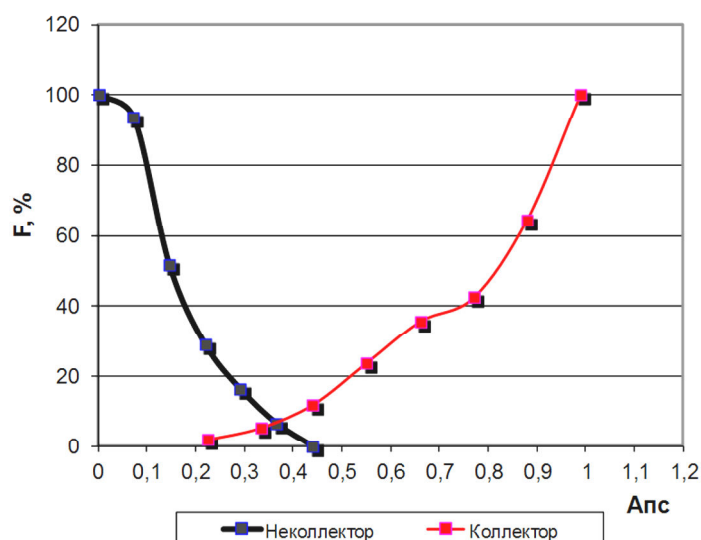


Рисунок 1 – Интегральное распределение геофизического параметра $A_{пс}$

В пределах продуктивной толщи пласта AC_{10} Биттемского месторождения для расчёта величины относительной аномалии использовались в большинстве скважин несколько опорных пластов. В качестве опорного выбирался пласт с максимальной амплитудой ПС в интервале пласта AC_{10} .

Данная зависимость даёт возможность определить граничное значение относительного параметра $A_{ncгр}$ для коллекторов пласта АС₁₀ Биттемского месторождения.

Граничное значение A_{nc} определялось по точкам пересечения куммулят для объектов коллекторов и неколлекторов и составило $A_{ncгр} = 0,36$.

Методика выделения коллекторов по A_{nc} заключается в определении α_{nc} против обрабатываемого интервала и сравнение с $A_{ncгр}$, превышение над которым даёт возможность говорить, что выделенный интервал является коллектором.

Корреляционный способ:

При обосновании количественного критерия «коллектор – неколлектор» корреляционным способом используется, в основном, петрофизическая информация.

Граничное значение каждого параметра определяют путём статистической обработки петрофизических исследований представительной коллекции образцов керна.

Керновый материал исследовался в Тюменской Центральной лаборатории.

Коллекторские свойства пород исследовались по общепринятым методикам на стандартном оборудовании. КERN из скважин отбирался снарядами КТД и «Недра».

Открытая пористость (K_n) определяется согласно ГОСТ 26450.1-85 «Горные породы. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением». Пористость в песчаниках и алевролитах измерялась путём водонасыщения.

Водоудерживающая способность ($K_{во}$) пород определяется согласно СТП 50-32-90/0148463-015-90 «Горные породы. Метод определения водоудерживающей способности». Прозкстрагированный, высушенный и насыщенный моделью пластовой воды образец помещается в центрифугу и центрифугируется 40 минут при режиме 5000 об/мин. Объём порового пространства, занимаемый оставшейся после центрифугирования водой, рассчитанный путём взвешивания образца до и после центрифугирования, характеризует водоудерживающую способность породы.

Рассмотренные образцы керна представлены следующими основными литологическими типами пород: песчаники мелкозернистые, в различной степени алевроитовые, участками переходящие в крупнозернистые алевролиты и песчаники средне-мелкозернистые с единичными прослоями УСМ.

Для определения граничных значений были построены корреляционные графики следующего вида:

$$K_{во} = f(K_{пэф}); K_n = f(K_{пэф}); K_{пр} = f(K_{пэф}),$$

где K_n – открытая пористость; $K_{во}$ – остаточная водонасыщенность; $K_{пэф}$ – эффективная пористость.

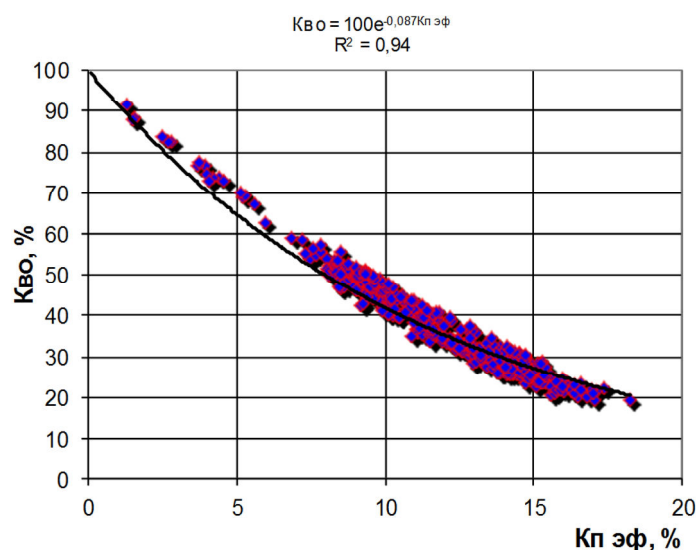


Рисунок 2 – Корреляционные графики вида $K_{во} = f(K_{пэф})$

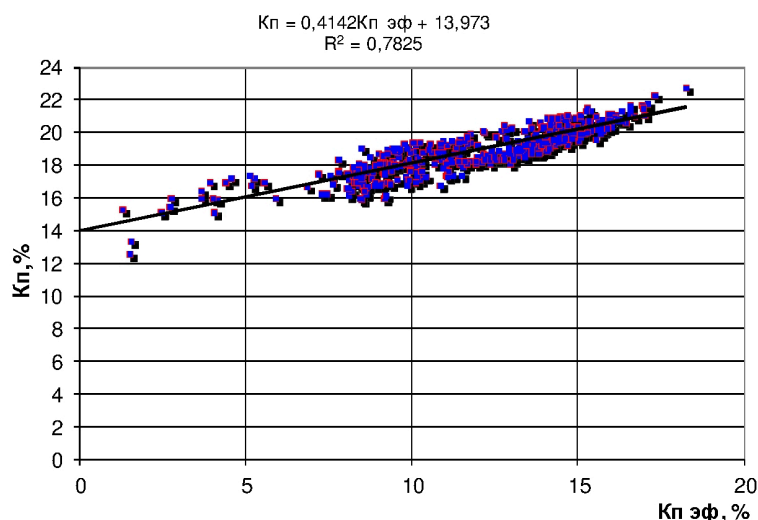


Рисунок 3 – Корреляционные графики вида $K_{п} = f(K_{пэф})$

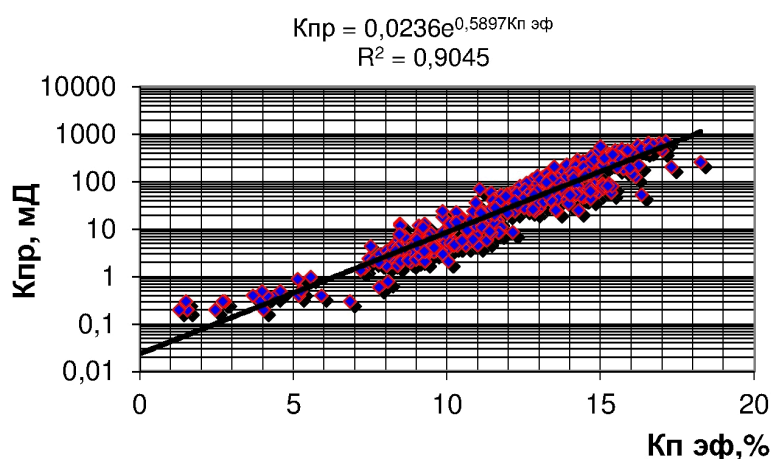


Рисунок 4 – Корреляционные графики вида $K_{пр} = f(K_{пэф})$

Основываясь на предположении, что гидрофильные межзерновые породы при $K_{во} > 0,7$ практически не отдают флюид, по зависимости $K_{во}$ от $K_{пэф}$ устанавливалось критическое значение $K_{пэф}^{крит}$, а далее по зависимости $K_{п} = f(K_{пэф})$ определялось критическое значение $K_{п}$ для пласта АС₁₀. Найденные таким образом значения $K_{пгр}$, $K_{пгр}$ и $K_{вогр}$ отражают возможность присутствия в породе эффективного пустотного пространства. Таким образом, выделение коллекторов на Биттемском месторождении осуществлялось как по количественным, так и по качественным признакам с привлечением всего комплекса методов ГИС.

Определение коэффициента пористости

Пористость пород характеризуется коэффициентом пористости $K_{п}$, который численно равен отношению объёма пор к её общему объёму породы и выражается в процентах или в долях единицы.

$$K_{п} = \frac{V_{пор}}{V_{п}}$$

Пористость горной породы – свойство породы, заключающееся в наличии в ней всякого рода пустот (пор, каверн, трещин).

Различают пористость:

- *общую* (полную), представленную всеми пустотами (как открытыми, так и закрытыми).
- *открытую*, образованную открытыми пустотами, сообщающимися между собой и составляющими единую систему пор;
- *закрытую*, образованную изолированными пустотами, не сообщающимися друг с другом и с основной системой открытых пор.

По способности пор принимать, содержать и отдавать свободную жидкость или газ различают эффективную и динамическую пористости.

$$K_{пэф} = K_{п}^* \cdot (1 - K_{во});$$

$$K_{пдин} = K_{п}^* \cdot (1 - K_{во} - K_{но}),$$

где $K_{во}$ – коэффициент остаточной воды; $K_{но}$ – коэффициент остаточной нефти.

Наличие в породе эффективной пористости ($K_{пэф} > 0$) отличает породы-коллекторы от неколлекторов. В нефтенасыщенном коллекторе часть эффективной пористости представляет динамическую пористость $K_{пдин}$.

Различная реакция отдельных методов ГИС на разные типы пустот служит физической основой определения их относительного содержания в породе. Обоснования определений проводят результатами анализов образцов керна, которые рассматривают также в качестве самостоятельного источника информации о пористости пород.

Коэффициент пористости является одним из основных подсчётных параметров и определяется по данным керна и результатам интерпретации данных ГИС. Также данные керна используются в качестве петрофизической основы интерпретации и для обоснования достоверности полученных оценок.

Определение $K_{п}$ по материалам ГИС даёт значительное преимущество перед керновой обработкой, так как позволяет охватить весь разрез по скважине. Далее будут приведены методики, по которым была выполнена оценка пористости по ГИС. Коэффициент пористости коллекторов в соответствии с выполняемым комплексом ГИС определяется по данным метода сопротивления, по данным метода потенциалов собственной поляризации (ПС), по данным нейтронных методов (НКТ, НГК), гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П), и акустического (АК).

Определение коэффициента пористости по данным метода сопротивления

Коэффициент пористости определяется методом сопротивлений от параметра $P_{п}$ пористости. Параметр $P_{п}$ рассчитывают по следующим данным:

- по удельным сопротивлениям $\rho_{вп}$ коллектора, насыщенного пластовыми водами и $\rho_{в}$:

$$P_{п} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{в}},$$

где $\rho_{вп}$ – удельное электрическое сопротивление водонасыщенной неглинистой породы; $\rho_{в}$ – УЭС породы;

- по удельным сопротивлениям $\rho_{ф}$ и $\rho_{пп}$:

$$P_{п} = \frac{\rho_{пп}}{\rho_{ф} \cdot \Pi},$$

где $\rho_{пп}$ – УЭС промытой зоны коллектора; $\rho_{ф}$ – УЭС фильтрата глинистого раствора;

• по средним удельным сопротивлениям $\rho_{зп}$ и $\rho_{в-ф}$ в зоне проникновения фильтрата глинистого раствора:

$$P_{п} = \frac{\rho_{зп}}{\rho_{в-ф} \cdot l},$$

где $\rho_{зп}$ – УЭС зоны проникновения фильтрата глинистого раствора в коллектор;
 $\rho_{в-ф}$ – УЭС смесь пластовой воды с фильтратом.

Рассмотренные способы определения $K_{п}$ характеризуют величину этого параметра только за контуром нефтяного месторождения, поэтому при подсчёте запасов нефти и газа эти значения $K_{п}$ можно использовать как ориентировочные. Кроме того, оценка сопротивления $\rho_{пп}$, $\rho_{зп}$ и $\rho_{вп}$ для Биттемского месторождения возможна только с определённой погрешностью, так как разрез представлен тонким переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

Накопленный опыт показывает, что данную методику нежелательно использовать из-за больших погрешностей.

Определение коэффициента пористости по данным метода потенциалов собственной поляризации ПС

Предпосылкой для определения $K_{п}$ по диаграммам метода ПС является наличие тесной корреляционной связи диффузионно-адсорбционной активности ($A_{да}$) с фильтрационно-емкостными свойствами терригенных коллекторов. Между $A_{да}$ и $K_{п}$ установлена корреляционная связь с высоким коэффициентом корреляции, что позволяет строить связь между $K_{п}$ и $\alpha_{пс}$.

Определение $K_{п}$ по данным ПС возможно только для межзерновых терригенных, глинистых коллекторов с рассеянной глинистостью, пористость которых изменяется в широких пределах и контролируется главным образом рассеянной глинистостью, причем с ростом глинистости $K_{п}$ уменьшается. Определение коэффициента пористости по данным метода потенциалов собственной поляризации ПС основано на зависимости между относительным параметром ПС и коэффициентом пористости, определенном на керне для коллекторов изучаемого пласта.

Относительная амплитуда ПС ($\alpha_{пс}$) использовалась при построении петрофизических зависимостей типа «кern – геофизика», «геофизика – геофизика». Использование $\alpha_{пс}$ позволяет исключить ошибки, возникающие при определении величины ПС за счёт неточности масштаба записи кривой в различных условиях для отдельных скважин.

В качестве опорных пластов выбирались наиболее чистые коллекторы с максимальной амплитудой $\Delta U_{пс}$.

Для определения коэффициентов пористости коллекторов по ПС ($K_{ппс}$) использована зависимость $K_{п} = f(A_{пс})$, поскольку наблюдается зависимость между $K_{п}$ по керну ($K_{пкern}$) и $A_{пс}$ (рис. 5).

Уравнение зависимости $K_{п} = f(A_{пс})$ имеет вид:

$$K_{п} = 6,5031 \cdot A_{пс} + 13,128.$$

Ограничения метода:

- $h > 0,8 - 1, 0$ м, иначе погрешность резко возрастает, поправки не помогают;
- на величину $A_{пс}$ и результат определения пористости оказывает влияние гидрофобизация пород;
- необходимо исключить карбонатные и карбонатизированные породы, угли, битуминозные породы;
- крайне важно определить положение опорных линий песчаников и глин по разрезу.

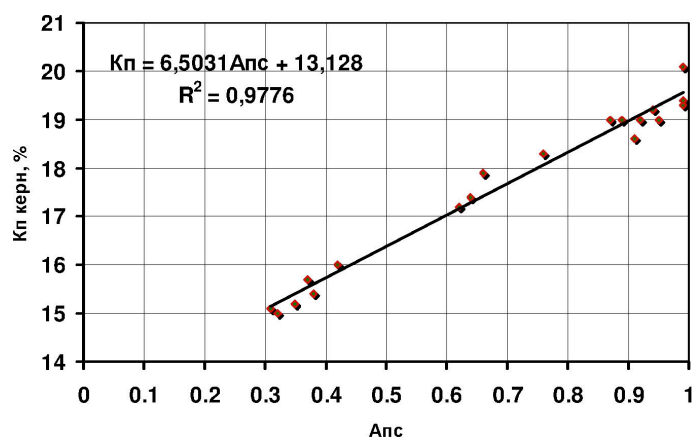


Рисунок 5 – Сопоставление $A_{пс}$ с $K_{пкерн}$ для пласта АС10 Биттемского месторождения

Для оценки достоверности определения коэффициента пористости $K_{ппс}$ по методу ПС необходимо построить график сопоставления с данными определенными по керну ($K_{пкерн}$).

Используется петрофизическая связь типа «керн – ГИС» (рис. 6)

Анализ результатов определений пористости по керну и методом ГИС показывают, что коэффициенты пористости, определённые по керну и по методу ПС, имеют близкие значения.

Погрешность определения $K_{ппс}$ лежит в пределах $\sigma = \pm 0,5 \%$.

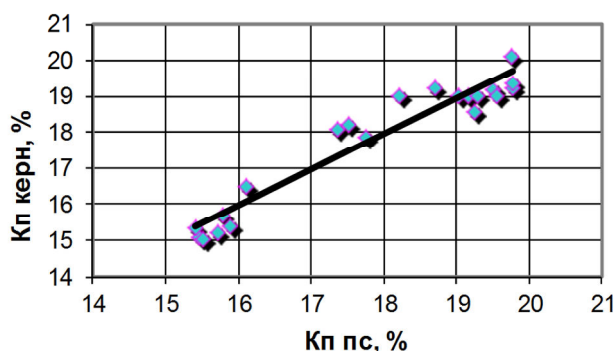


Рисунок 6 – Сопоставление $K_{пкерн}$ с $K_{ппс}$ для пласта АС10 Биттемского месторождения

Определение коэффициента пористости по данным НК

Предпосылкой определения $K_{п}$ по НК является зависимость показаний метода от суммарного водородосодержания ΣW горной породы и связь с коэффициентом общей пористости, которая описывается уравнением

$$\Sigma W = K_{п} + W_{ск} \cdot (1 - K_{п}) + W_{гл} \cdot K_{гл},$$

но так как значение $W_{ск}$ неизвестно и оказывает малое влияние на ΣW , то воспользуемся формулой:

$$\Sigma W = K_{п} + W_{гл} \cdot K_{гл},$$

где $W_{тф} = W_{гл} \cdot K_{гл}$.

Возможность определения коэффициентов пористости по НК ($K_{пнк}$), обусловлена зависимостью $K_{п} = f(\Sigma W)$. Для определения $K_{п}$ коллекторов по нейтронному ме-

тому наибольшее распространение получила методика двух опорных пластов. В качестве последних принимаются коллекторы с минимальными и максимальными показаниями. Оценивается водородосодержание чистого опорного коллектора (ω) по данным анализа керна либо рассчитывается по формуле:

$$\Sigma W_{\text{ч}} = K_{\text{п}} + W_{\text{тф}},$$

где ΣW – суммарное водородосодержание; $W_{\text{тф}}$ – водородосодержание твёрдой фазы; $K_{\text{п}}$ – устанавливается по керну либо по ГИС.

В качестве опорных пластов выбирались:

- глинистый пласт с минимальными показаниями НК ($\omega_{\Sigma} = 30 \div 35$ % – в необсаженных скважинах);

- плотный пласт с максимальными показаниями НК ($\omega_{\Sigma} = 2 \div 4$ %).

Значения пористости коллекторов по данным нейтронного метода находятся по формуле:

$$K_{\text{п}} = \Sigma W - W_{\text{тф}}.$$

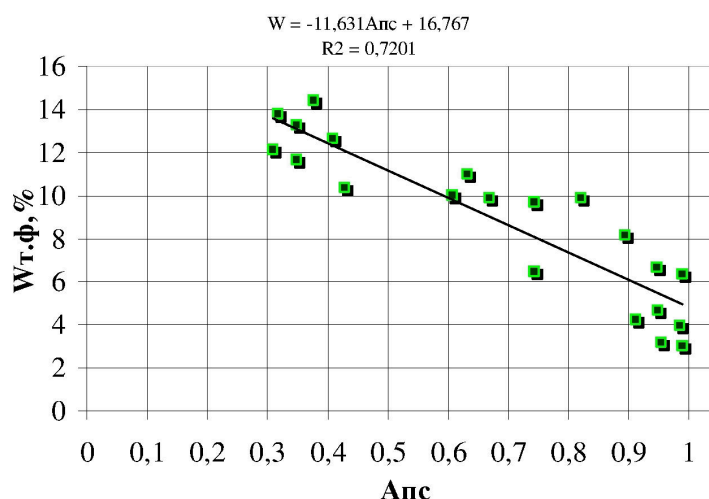


Рисунок 7 – Сопоставление $\alpha_{\text{пс}}$ с $W_{\text{тф}}$ для пласта АС₁₀ Биттемского месторождения

Из рисунка 7 следует:

$$W_{\text{тф}} = -11,6 \cdot A_{\text{пс}} + 16,77.$$

Таким образом, для пласта АС₁₀ Биттемского месторождения коэффициент пористости по НК определяется по формуле:

$$K_{\text{п}} = \Sigma W - (-11,6 \cdot A_{\text{пс}} + 16,77).$$

Результаты определения пористости по НК могут быть искажены в следующих случаях:

Ограничения метода:

- в результате влияния газоносности пород (при $K_{\text{г}} = 10$ % в зоне глубинности методов $\Delta K_{\text{п}}$ составит 2–3 %);

- в углистых пластах (в результате влияния углистых включений) при объёмном содержании 0,1 % $\Delta K_{\text{п}} = 0,8$ %;

- в случае загипсованных пород;

- в случае присутствия элементов с аномальными нейтронными характеристиками (Cl, B, Gd, Cd).

Для оценки достоверности определения коэффициента пористости $K_{пнк}$ по методу НК необходимо построить график сопоставления с данными определенными по керну ($K_{пкерн}$).

Погрешность определения $K_{пнк}$ лежит в пределах $\sigma = \pm 2,5 \%$.

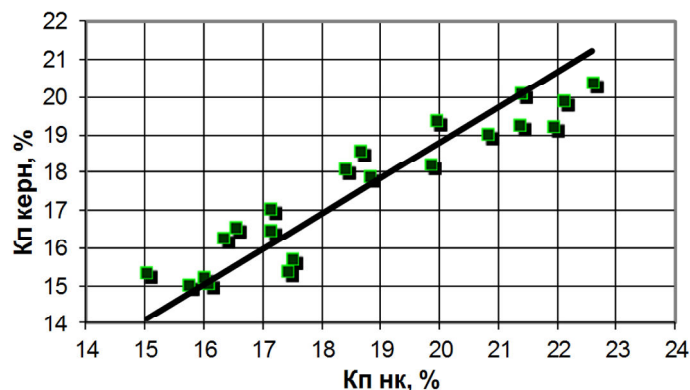


Рисунок 8 – Сопоставление $K_{п}$ керн с $K_{пнк}$ для пласта АС₁₀ Биттемского месторождения

Определение коэффициента пористости по данным гамма-гамма плотностного метода ГГК-П

При ГГК-П регистрируется плотность потока многократно комптоновско рассеянного на электронах элементов горной породы γ -излучения с энергией менее 1,2 МэВ. По измеренным скоростям счёта импульсов рассчитывается с использованием соответствующих алгоритмов и программного обеспечения объёмная плотность (δ) горной породы, отображаемая на твердой копии в виде кривой плотности δ (г/см³) в линейном масштабе.

Определение $K_{п}$ по данным ГГК-П имеет существенное преимущество по сравнению с другими методами ГИС из-за слабого влияния глинистости (минеральная плотность скелета и глинистого цемента мало различается). Этот факт позволяет рассматривать этот метод в качестве одного из основных при определении $K_{п}$.

Для определения $K_{п}$ по ГГК-П ($K_{пггк-п}$) часто используется формула:

$$K_{п} = \frac{\delta_{ск} - \delta}{\delta_{ск} - \delta_{ж}},$$

где $\delta_{ск}$ – плотность скелета пород (для коллекторов Западной Сибири принимается 2,68 г/см³); $\delta_{ж}$ – плотность флюида (принимается 1,0 г/см³); δ – объёмная плотность породы по диаграмме ГГК-П, г/см³.

Для улучшения качества кривой ГГК-П пересчитаем масштаб кривой ГГК-П:

$$\delta_{оппч} = (1 - K_{ппч}) \cdot 2,66 + \frac{K_{ппч}}{100};$$

$$\delta_{опгл} = (1 - K_{пгл}) \cdot 2,69 + \frac{K_{пгл}}{100}.$$

Из рисунка 9 получаем уравнение зависимости для пересчёта масштаба кривой ГГК-П.

Уравнение зависимости имеет вид:

$$\delta = 0,74 \cdot \delta_{ггк-п} + 0,71.$$

Для определения коэффициентов пористости коллекторов по ГГК-П ($K_{пггк-п}$) использована зависимость $K_{п} = f(\delta_{вп})$. Поскольку наблюдается зависимость между $K_{пкерн}$ и $\delta_{вп}$ (рис. 10).

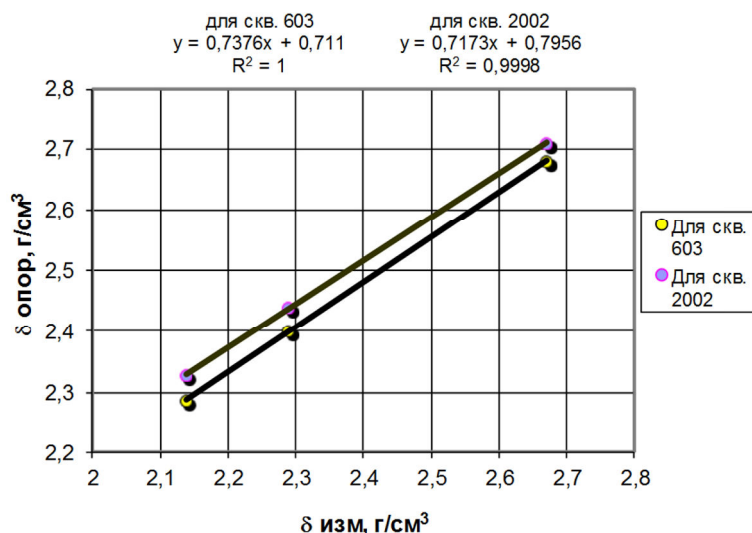


Рисунок 9 – Сопоставление $\delta_{\text{опор}}$ с $\delta_{\text{изм}}$ для пласта АС₁₀ Биттемского месторождения

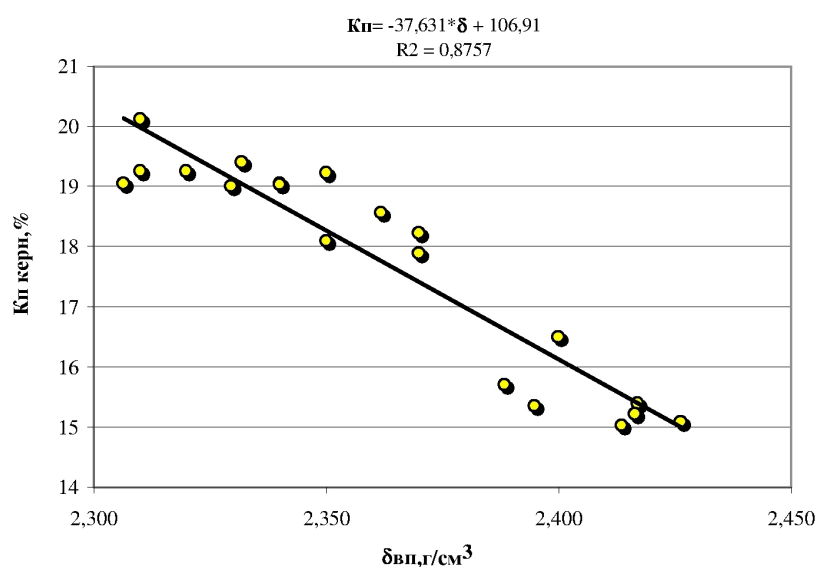


Рисунок 10 – Сопоставление $K_{\text{пкерн}}$ с $\delta_{\text{вп}}$ для пласта АС₁₀ Биттемского месторождения

Уравнение зависимости $K_{\text{пкерн}} = f(\delta_{\text{вп}})$ имеет вид:

$$K_{\text{п}} = -37,631 \cdot \delta_{\text{ГГК-П}} + 106,91.$$

Ограничения метода:

- влияние каверн, кавернозности или шероховатости (неровности) стенок скважины;
- аномалии плотности твёрдой фазы в отдельных литотипах породы: углей, плотных карбонатизированных пород, битуминозных пород, пород с повышенным содержанием органического детрита (обуглившиеся растительные остатки, подобные углю).

Для оценки достоверности определения коэффициента пористости $K_{\text{пГГК-П}}$ по методу ГГК-П необходимо построить график сопоставления с данными определёнными по керну ($K_{\text{пкерн}}$).

Используется петрофизическая связь типа «кern – ГИС» (рис. 11).

Анализ результатов определений пористости по керну и методом ГИС показывают, что коэффициенты пористости, определенные по керну и по методу ГГК-П, имеют близкие значения. Погрешность определения $K_{\text{пГГК-П}}$ лежит в пределах $\sigma = \pm 0,7 \%$.

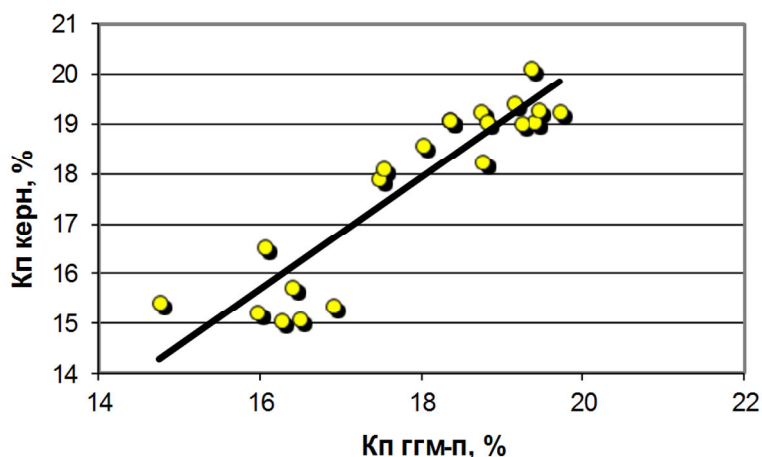


Рисунок 11 – Сопоставление $K_{пкерн}$ с $K_{пгкм-п}$ для пласта АС₁₀ Биттемского месторождения

Определение коэффициента пористости по данным гамма метода ГК

Основой для определения K_p по ГК для терригенных коллекторов является наличие связи между K_p и глинистостью, и в свою очередь, связи между глинистостью и регистрируемой величиной естественной разности пород I_γ . Это позволяет строить корреляционную связь между K_p и значениями, определяемыми по ГМ (ΔI_γ). Порядок определения коэффициента пористости по ГК такой же, как и для метода ПС. При определении линии глин необходимо ориентироваться на опорные глины, выделенные по ПС (исключение составляют глины с повышенной радиоактивностью). Определение коэффициента пористости по данным естественного гамма-излучения основано на использовании зависимости $K_p = f(\Delta I_\gamma)$. Для определения K_p используют относительный параметр:

$$\alpha_{гк}^* = 1 - \Delta I_{гк}$$

Строится зависимость $\alpha_{гк}^* = f(K_p)$ (рис. 12).

Уравнение зависимости $K_{пкерн} = f(\alpha_{гк}^*)$ имеет вид:

$$K_p = 6,362 \cdot \alpha_{гк}^* + 13,337$$

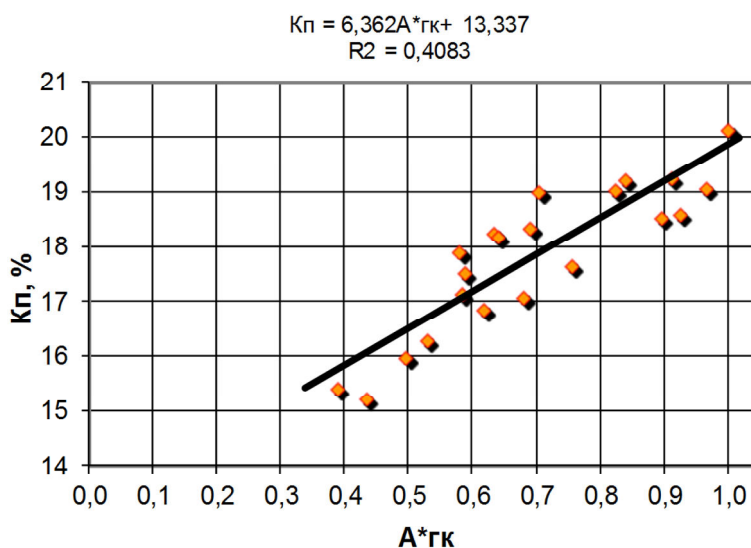


Рисунок 12 – Статистическая зависимость между относительным параметром ГК и коэффициентом пористости

Ограничения метода:

Информативность ГК снижается в интервале карбонатизированных пород, углей, битуминозных пород, а также в случае кавернозных пород.

Для оценки достоверности определения коэффициента пористости $K_{пгк}$ по методу ГК необходимо построить график сопоставления с данными определенными по керну ($K_{пкern}$).

Погрешность определения $K_{пгк}$ лежит в пределах $\sigma = \pm 2,3 \%$.

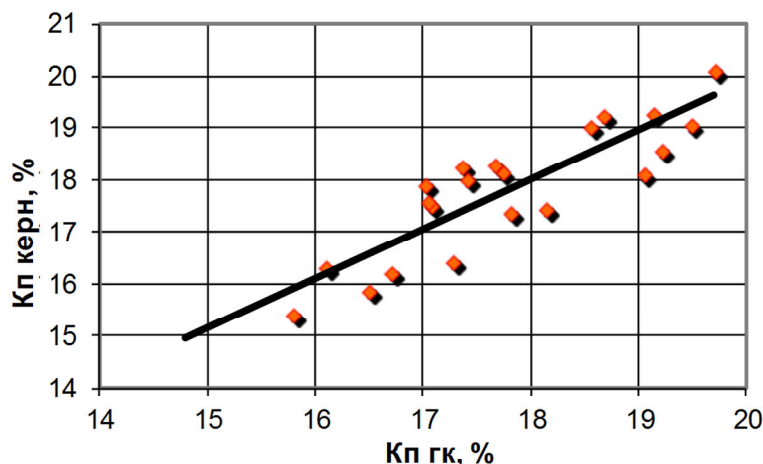


Рисунок 13 – Сопоставление $K_{пкern}$ с $K_{пгк}$ для пласта АС₁₀ Биттемского месторождения

Определение коэффициента пористости по данным акустического метода АК

Основой метода определения $K_{п}$ породы является взаимосвязь между величиной среднего времени и $K_{п}$.

Определить коэффициент пористости по данным акустического метода можно по нескольким методикам.

Методика В.Г. Фоменко:

Определение коэффициента пористости основано на комплексировании данных методов АК и ПС, выражается гиперболическим уравнением.

$$\Delta T = C \cdot K_{п}^2 \cdot (\alpha_{пс} - 0,05)^{-0,5} + 180,$$

где C – коэффициент, учитывающий размерность величин, входящих в формулу и степень уплотнения пород ($C = 0,175$ для неокома и $C = 0,24$ для юры по методике «ЗапСибГеоНАЦ» (Таужнянский Г.В. и др.)).

Методика В. Н. Дахнова:

$$\Delta T = \Delta T_{ск} \cdot (1 - K_{п}^{т.п} - K_{гг}^{т.гг}) + \Delta T_{ж} \cdot K_{п}^{т.п} + K_{гг}^{т.гг} \cdot \Delta T_{гг},$$

где $K_{гг}$ – коэффициент объёмной глинистости; $\Delta T_{гг}$ – интервальное время в глинах; $\Delta T_{ж}$ – интервальное время продольной волны в жидкости; $\Delta T_{ск}$ – интервальное время продольной волны в скелете породы; т.п и т.гг – коэффициенты (параметры), отражающие структуру, степень консолидации и глинистости пород, значения которых возрастают с увеличением уплотнения пород и находятся в диапазоне от 0,7 до 1,5.

Методика Шлюмберже:

$$\Delta T = \Delta T_{ск} + K_{п} \cdot (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) \cdot (2 - \alpha_{пс}) \text{ или}$$

$$K_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) \cdot (2 - \alpha_{пс})} = \frac{K_{пак}}{2 - \alpha_{пс}}.$$

Если $\alpha_{\text{пс}} = 1$, то данное уравнение превращается в уравнение следующего вида:

$$\Delta T = \Delta T_{\text{ск}} \cdot (1 - K_{\text{п}}) + \Delta T_{\text{ж}} \cdot K_{\text{п}}.$$

Методика «Тюменьгеофизики»:

$$K_{\text{п}} = [(\Delta T - T_{\text{ск}}) \cdot (a \cdot \alpha_{\text{пс}} + b)]^{0,5},$$

где $T_{\text{ск}} = 170 - 180$ (170 – в случае карбонатного разреза, 180 – для песчано-глинистого разреза); $n = 0,5$ – коэффициент; a и b находим через систему двух уравнений:

$$\begin{cases} K_{\text{п.ч.песч}} = [(\Delta T_{\text{ч.песч}} - 180) \cdot (a + b)]^{0,5}, \alpha_{\text{пс}} \approx 1; \\ K_{\text{п.глин}} = [(\Delta T_{\text{глин}} - 180) \cdot b]^{0,5}, \alpha_{\text{пс}} = 0. \end{cases}$$

Получаем очень простую формулу для a и b . Использование данных уравнений снижает требования к установке масштабов записи АК, потому что позволяет настроить методику обработки на каждую конкретную запись. Достоинства методики в том, что можно проверить каждую цифру.

Ограничения метода:

- влияние газонасыщения;
- наличие каверновой и трещинной пористости;
- влияние каверн, диаметра скважины на ΔT ;
- прослой углей и углефикация пород;
- степень консолидации пород;
- среднеквадратичная погрешность измерений составляет $\approx 1,8 \div 2,4$ %.

Акустический метод был выполнен в ограниченном числе скважин, кроме того, материалы этого метода в ряде скважин были забракованы из-за некачественной записи и отсутствия данных калибровок.

Оценка достоверности определения пористости по ГИС

Коэффициент пористости является важным параметром при подсчёте запасов нефти и растворённого газа. Следовательно, определение коэффициента пористости $K_{\text{п}}$ требует высокой степени его достоверности.

Вне зависимости от способа определения пористости по ГИС достоверность её определения оценивается сопоставлением с данными определений по керну. Используется петрофизическая связь типа «керна – ГИС».

Анализ этих сопоставлений показывает, что по всем методикам отличие $K_{\text{пгис}}$ от $K_{\text{пкерна}}$, в основном, в пределах 2,5 %. Эффективность методик для определения пористости убывает в следующей последовательности: ПС \rightarrow ГГМ-П \rightarrow ГМ \rightarrow НМ.

Метод ПС является наиболее представительным для определения пористости, т.к. коэффициенты пористости, определенные по керну и ГИС, имеют близкие значения. Погрешность определения $K_{\text{пс}}$ лежит в пределах $\sigma = \pm 0,5$ %.

Метод ГГМ-П также является наиболее представительным для определения коэффициента пористости. Погрешность определения $K_{\text{пггм-п}}$ лежит в пределах $\sigma = \pm 0,7$ %.

Методы ГМ и НМ являются не представительным для определения коэффициента пористости. Погрешность определения $K_{\text{пгм}}$ лежит в пределах $\sigma = \pm 2,3$ %. Погрешность определения $K_{\text{пнк}}$ лежит в пределах $\sigma = \pm 2,5$ %.

Низкая достоверность определения пористости по некоторым методам обусловлена не достаточно большим выносом керна из пласта АС₁₀ Биттемского месторождения, что осложняет определение $K_{\text{п}}$ по методам ГИС в пласте.

Так как метод ПС является наиболее представительным для определения пористости, построим зависимости типа «ГИС – ГИС» (рис. 14).

Таким образом, исходя из представленных материалов, при данном комплексе и качестве исследований скважин для определения $K_{\text{п}}$ рекомендую использовать метод потенциалов собственной поляризации ПС, так как этот метод является наиболее информативным. Однако нестабильность параметров (пористости) опорных пластов, а также воз-

возможность искажения кривых ПС влиянием фильтрационных потенциалов может осложнить интерпретацию и снизить достоверность определения пористости. Поэтому для более точного определения пористости рекомендую дополнять метод ПС методом ГГК-П.

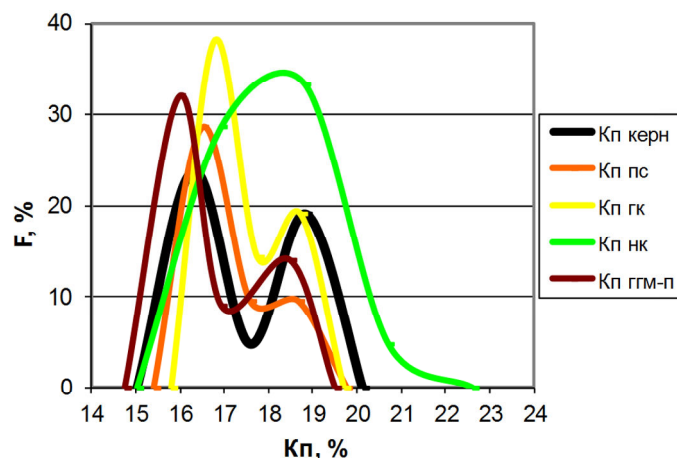


Рисунок 14 – Сопоставление K_p керн с $K_{пгис}$ для пласта АС₁₀ Биттемского месторождения

Для повышения охарактеризованности разреза оценками пористости целесообразно использовать тот метод ГИС, который наиболее полно охватывает и отражает изучаемый разрез. На данном месторождении этим требованиям также отвечает метод ПС.

Литература:

1. Справочник интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / под редакцией В.М. Добрынина. – М. : Недра, 1988.
2. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. – М. : Недра, 1984.
3. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М. : Недра, 1978.
4. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. – М. : Недра, 1991.
5. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газ по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керн, опробований и испытаний продуктивных пластов / под редакцией Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин : Союзпромгеофизика, 1990.
6. Никитин А.А. Теоретические основы обработки геофизической информации. – М. : Недра, 1986.
7. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин.
8. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М. : Недра, 1991.

References:

1. The reference book interpretation of results of geophysical surveys of oil and gas wells / under V.M. Dobrynin's edition. – M. : Subsoil, 1988.
2. Deacons D.I., Leontyev E.I., Kuznetsov G.S. General rate of geophysical researches of wells. – M. : Subsoil, 1984.
3. Vendelstein B.Yu., Rezvanov R.A. Geophysical methods of determination of parameters of oil and gas collectors. – M. : Subsoil, 1978.
4. Latyshova M.G. A practice guidance on interpretation of charts of geophysical surveys of wells. – M. : Subsoil, 1991.
5. Methodical recommendations about determination of subcalculating parameters of deposits of oil and gas about materials of geophysical surveys of wells with attraction of analysis results of a core, approbations and testing of productive layers / under B.Yu. Vendelstein, V.F. Kozyar, G.G. Yatsenko's edition. – Kalinin : Soyuzpromgeofizika, 1990.
6. Nikitin A.A. Theoretical bases of handling of geophysical information. – M. : Subsoil, 1986.
7. Latyshova M.G., Vendelstein B.Yu., Tuzov V.P. Handling and interpretation of materials of geophysical surveys of wells.
8. Dobrynin V.M., Vendelstein B.Yu., Kogevnikov D.A. Petrofizik. – M. : Subsoil, 1991.