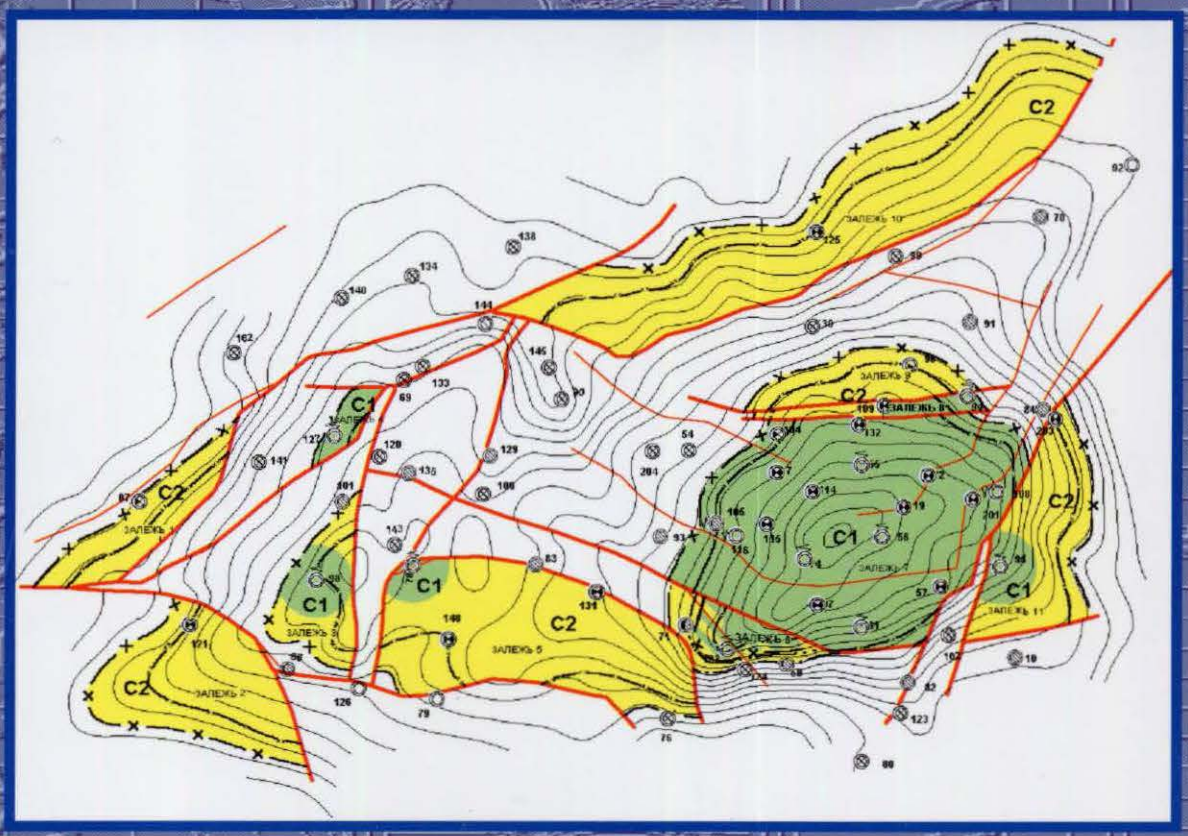
МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО ПОДСЧЕТУ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ



$E_{уд}$ > 4000 кВт·ч/м^3. При прочих равных условиях для пород-коллекторов величины $E_{уд}$ меньше, чем для пород-неколлекторов. Например, разрезы нефтегазовых месторождений Западной Сибири сложены породами II-VIII классов, коллекторам соответствуют породы II-IV классов удельной энергоемкости. Пример непрерывного определения $E_{уд}$ по одной из скважин Западной Сибири приведен на рис. 3.5.

Связь между "буровой" пористостью и определяемой по данным ГТИ удельной энергоемкостью горных пород $E_{уд}$ описывается уравнением:

$$K^{б}_{п(2)} = K_{п,max}(1-\frac{E_{уд}}{E_{уд,max}})^{n},$$

где $K_{п,max}$ - максимальная пористость, принимаемая равной 40%; $E_{уд,max}$ - максимальное значение удельной энергоемкости в изучаемом интервале разреза (в примере на рис. 3.5 $E_{уд,max}$ = 250 кВт·ч/м^3 на уровне глин); n - показатель степени (для условий Западной Сибири n = 2 до глубины 1000 м, 2,5 - в интервале 1000 - 1600 м и 3 - для глубин более 1600 м). Граничные значения $K^{б}_{п(2)}$, используемые для выделения коллекторов, определяются из опыта работы в конкретном районе.

3.3. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ПО КОЛИЧЕСТВЕННЫМ КРИТЕРИЯМ

Как уже отмечалось, наиболее надежно выделение коллекторов реализуется с использованием прямых качественных признаков. При отсутствии информации для этого выделение коллекторов реализуется на статистическом уровне с использованием количественных критериев коллектора. Основными причинами отсутствия информации для выделения коллекторов по прямым признакам являются следующие:

- отсутствие в выполненном комплексе ГИС диаграмм методов, по которым устанавливается проникновение фильтрата ПЖ в пласт (МК, кавернометр, БК+БМК, многозондовые БК, ИК, ВИКИЗ и др.); в абсолютном большинстве регионов в эксплуатационных скважинах эти диаграммы не записывают;
- плохое качество диаграмм вышеназванных методов;
- бурение скважин на токонепроводящих, малофильтрующихся или высокоминерализованных ПЖ;
- бурение скважин на равновесии.

Выделение коллекторов с использованием количественных критериев основано на следующих предпосылках:

1) в исследуемом разрезе породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород-неколлекторов значениями фильтрационно-емкостных свойств, а, следовательно, и значениями геофизических характеристик, отражающих эти свойства;

2) граница между коллекторами и неколлекторами на статистическом уровне характеризуется граничными значениями фильтрационно-емкостных (проницаемость $K_{пр,гр}$, пористость $K_{п,гр}$, глинистость $K_{гл,гр}$, относительная глинистость $\eta_{гл,гр}$ и др.) или геофизических (относительная амплитуда $\alpha_{пс,гр}$, интервальное время $\Delta t_{гр}$, объемная плотность $\sigma_{гр}$, двойной разностный параметр $\Delta J_{\gamma,гр}$, $\Delta J_{пп,гр}$, $\Delta J_{\eta,гр}$ и др.) характеристик.

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

Граничное значение каждого параметра определяют раздельно для коллекторов с различной насыщенностью (газ, нефть, вода).

Количественные критерии коллектора могут быть найдены для любой фильтрационно-емкостной или геофизической характеристики породы, однако чаще всего устанавливают граничное значение пористости $K_{п,гр}$, как параметра, оценка которого по данным исследования керна и ГИС выполняется достаточно надежно и в массовом масштабе. Для Западной Сибири в качестве такого параметра часто выбирают относительную амплитуду ПС $\alpha_{пс}$.

Количественные критерии, определяющие на статистическом уровне границу "коллектор-неколлектор", устанавливаются двумя принципиально различными способами - *статистическими*, определяющими количественный критерий по результатам статистической обработки данных непосредственного разделения пластов в разрезе базовой скважины (или нескольких скважин) на коллекторы и неколлекторы, и *корреляционными* с оценкой численных значений количественных критериев из данных сопоставления различных фильтрационно-емкостных и геофизических характеристик пород.

3.3.1. Статистические способы

Суть статистических способов обоснования количественных критериев заключается в разделении разреза базовой скважины (базового интервала) на проницаемые и непроницаемые пласты по прямым качественным признакам или результатам опробований (испытаний) с последующим определением численного значения количественного критерия по результатам статистической обработки полученных данных. Перечень прямых качественных признаков и методика их установления в разрезах скважин приведены в предыдущем разделе.

Статистическая обработка полученной информации реализуется путем построения интегральных

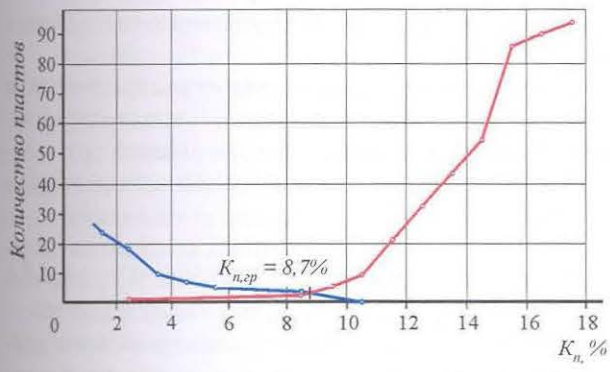


Рис. 3.6. Куммулятивные кривые распределения пористости коллекторов и неколлекторов

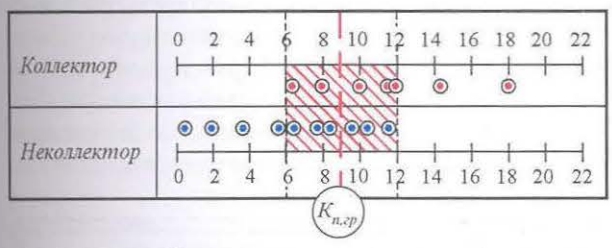


Рис. 3.7. Распределение пористости пластов-коллекторов и неколлекторов по результатам опробывания

распределений (куммулят) пористости $K_п$ по ГИС или какого-либо геофизического параметра ($\alpha_{пс}$, $\Delta I_{n\gamma}$, ΔI_γ и др.) для двух подвыборок - коллекторов и неколлекторов. Распределения рекомендуется накапливать по количеству пластов (рис. 3.6) или по процентам от общего количества пластов раздельно по 2-м подвыборкам - для коллекторов и неколлекторов. Возможно применение и более простого варианта построений - рис. 3.7.

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. Обычно это скважины, пробуренные на месторождении на глинистой ПЖ с водной, чаще всего пресной основой, а также скважины, в которых выполнены исследования по специальным методикам, направленным на выделение коллекторов. Полученные граничные значения используются для выделения коллекторов в другой части скважин, пробуренных на безводной, малофильтрующейся, иногда на высокоминерализованной промывочных жидкостях, не обеспечивающих существование прямых признаков проникновения, а также в случаях отсутствия информации для выделения коллекторов по прямым признакам.

При использовании в качестве основного критерия результатов испытаний пластов граничные значения выбранных параметров ($K_п$, Δt, $\alpha_{пс}$ и др.) получают по точкам пересечения интегральных функций распределения усредненных значений этих параметров (например, пористости) для объектов, давших притоки и бесприточных. Некоторые авторы строят указанные распределения, откладывая по оси ординат количество объектов для выборок с приточными и бесприточными пластами [3], то же в процентах от числа объектов в каждой выборке [13] или от общего числа объектов, эффективные толщины пластов в процентах [25]. При этом получают существенно различные значения граничных параметров с использованием одних и тех же выборок.

В связи с изложенным статистическую обработку результатов испытаний пластов для оценки количественных критериев коллектора целесообразно проводить наиболее простым способом прямого сопоставления как на рис. 3.7.

Следует отметить, что количества испытанных интервалов в большинстве случаев бывает недостаточно для формирования значимых по объему подвыборок. Кроме того, как правило, при испытании одним объектом нескольких неоднородных по ГИС прослоев приток относят к прослою с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, не устанавливая реально отдающие интервалы средствами геофизического сопровождения испытаний. С другой стороны, причиной частого несоответствия оценок граничных значений по испытаниям пластов и по другим методам является то, что объекты с небольшими дебитами и низкими коллекторскими свойствами относят к бесприточным, хотя в скважине не были выполнены работы по интенсификации притоков.

Вариантом оценки граничных значений с использованием результатов испытаний является сопоставление значений усредненных для интервала испытанных пластов $K_п$ либо геофизических характеристик с коэффициентом удельной продуктивности пород $\eta_{прод}$ ($\eta_{прод} = Q/\Delta p \cdot h_{эф}$, где Q - дебит, полученный при испытании скважины, Δp - депрессия, при которой выполнялось испытание, $h_{эф}$ - эффективная толщина испытанного интервала)* - рис. 3.8. Величина $K_п$ или выбранной геофизической характеристики в точке, вторая координата которой $\eta_{прод} = 0$, определяет искомое граничное значение. Граничные значения находят отдельно для интервалов с различной насыщенностью (газ, нефть, вода). Способ применим также при отсут-

* Для газонасыщенных пластов $\eta_{прод} = Q/(p^2_{пл} - p^2_{скв})h_{эф}$, где $p_{пл}$ и $p_{скв}$ – пластовое давление и давление в скважине.

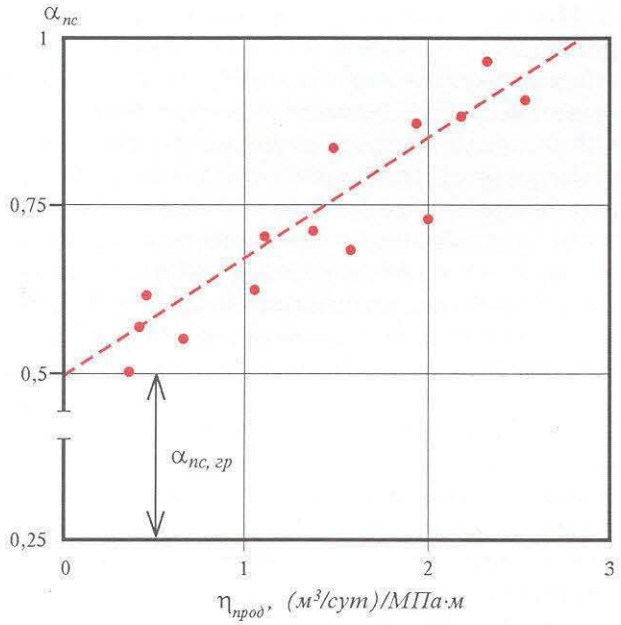


Рис. 3.8. Определение граничного значения $\alpha_{пс,гр}$ путем сопоставления $\alpha_{пс}$ и $\eta_{прод}$ для испытанных нефтеносных пластов

ствии пластов, не давших притоков пластовых флюидов. Недостатком способа является отсутствие, обычно, точек на графике, соответствующих низкопроницаемым пластам, в связи с чем дальняя экстраполяция графика н а ось ординат снижает надежность оценки граничных значений пористости или других параметров.

Важно отметить, что пласты с минимальными, но превышающими граничные ФЕС, не могут и не должны обеспечивать рентабельные дебиты при разработке. В массивных и пластово-массивных залежах, разрабатываемых или предназначенных для разработки в естественном режиме, прослои с небольшими дебитами могут вовлекаться в разработку в результате вертикальных перетоков и дренажа через вмещающие высокопроницаемые пласты. Подтверждения этому получены на разрабатываемых месторождениях в скважинах, пробуренных на участках, на которых текущее пластовое давление изменилось по сравнению с первоначальным более, чем на 10%. С помощью аппаратуры ГДК на Медвежьем газоконденсатном месторождении (скв. 438 и др.) в прослоях алевролитов, исключенных из эффективных толщин, измерены те же значения пластовых давлений, что и в коллекторах с высокими ФЕС.

Необходимо указать, что, хотя "самой прямой" информацией о наличии коллекторов в разрезе являются результаты испытаний пластов, надежно обосновать численные значения количественных критериев коллектора по этой информации часто бывает затруднительно.

В большей степени реальному распределению в разрезе коллекторов и неколлекторов соответствуют результаты статистического анализа результатов испытаний пластов приборами на каротажном кабеле.

Обоснование количественных критериев коллектора статистическими способами всегда предпочтительнее других, т.к. они базируются на статистической обработке прямой информации о наличии коллекторов, причем эту информацию получают в результате реальных скважинных, а не модельных измерений.

При использовании статистического способа обоснования граничных значений фильтрационно-емкостных или геофизических параметров обычно реализуется разделение выборки на два класса по одному из этих параметров. Для выделения коллекторов ачимовской толщи Западной Сибири предложена методика комплексной интерпретации с ис-

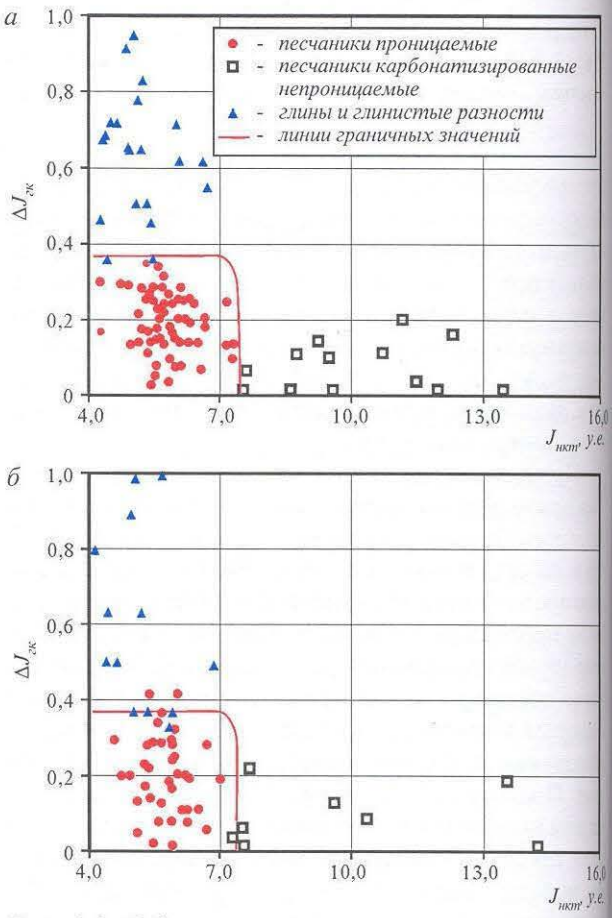


Рис. 3.9. Обоснование граничных характеристик коллекторов ачимовских отложений Западной Сибири [19].
а, б - см. по тексту

пользованием двух параметров - ГК и НКТ [19]. По результатам статистической обработки данных ГДК (рис. 3.9,а) и прямых качественных признаков БК-МБК (рис. 3.9,б) проницаемые интервалы (пласты-коллекторы) выделяются в одной и той же зоне показаний ГК и НКТ, что свидетельствует о высокой эффективности методики.

3.3.2. Корреляционные способы

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

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

В данном случае под величиной $K_{но}$ понимают содержание остаточной нефти, неизвлекаемой из породы при заводнении. Значения $K_{но}$ находят по результатам лабораторного моделирования процессов вытеснения нефти водой или прямым определением экстракционным методом на герметизированных образцах керна, отобранного на ПЖ с водной основой.

Очевидно, что выполнение условия $K_{п,эф}(K_{п,дин}) > 0$ свидетельствует о наличии в породе эффективного пустотного пространства, которое может быть занято нефтью или газом. Граничные значения $K_{п,гр}$ и $K_{пр,гр}$, отвечающие условию $K_{п,эф}(K_{п,дин}) = 0$, устанавливают по корреляционным графикам между $K_п$ и $K_{п,эф}(K_{п,дин})$, $K_{пр}$ и $K_{п,эф}(K_{п,дин})$ [33]. Пример подобных построений приведен на рис. 3.10. Фактически описанный подход равноценен отысканию на графиках $K_п$ - $K_{во}$ и $K_{пр}$ - $K_{во}$ значений $K_п$ и $K_{пр}$, для которых $K_{во}$ становится меньше 1(или 1 - $K_{но}$).

2. Сопоставление пористости $K_п$ и эффективной проницаемости $K_{пр,эф}$, где $K_{пр,эф}$ - проницаемость при наличии в пустотном пространстве исследуемого образца остаточной (неснижаемой) водонасыщенности.

По физическому смыслу величина пористости, соответствующая нулевому значению эффективной проницаемости, является граничной. Эта величина на статистическом уровне делит пласты на проницаемые и непроницаемые. Значения $K_{пр,эф}$ находят по результатам лабораторного моделирования процессов фильтрации через образцы пород газа или нефти в присутствии остаточной воды. Принцип определения ясен из рис. 3.11.

Преимуществом данного способа по сравнению с первым является использование в качестве значимой фильтрационной, а не емкостной характеристики коллектора.

3. Установление наличия либо отсутствия проникновения фильтрата ПЖ в пласты, которые определяются по результатам специальных исследований керна. При этом оценивается превышение измеренных значений текущей водонасыщенности ($K_в$) над остаточной водонасыщенностью ($K_{во}$). Воз-

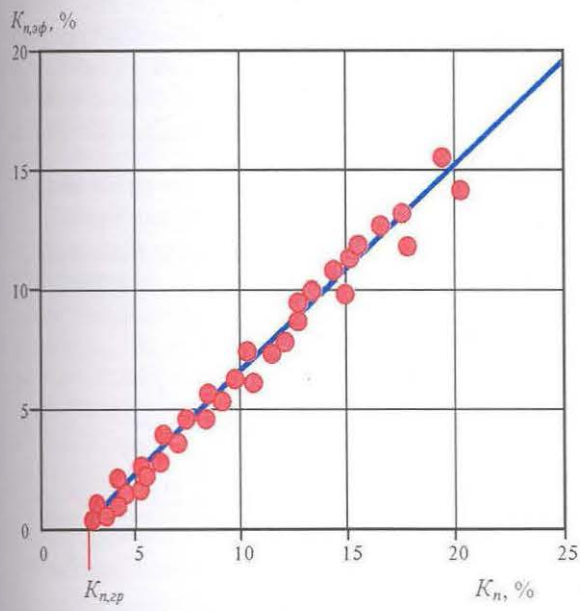


Рис. 3.10. Сопоставление эффективной пористости $K_{п,эф}$ с пористостью $K_п$

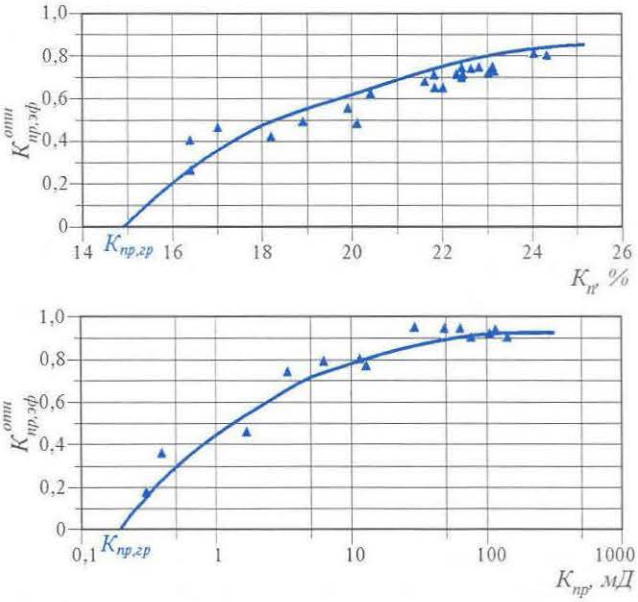


Рис. 3.11. Сопоставление относительной эффективной проницаемости ($K^{отн}_{пр,эф}$) с пористостью $K_п$ (вверху) и абсолютной проницаемостью $K_{пр}$ (внизу)

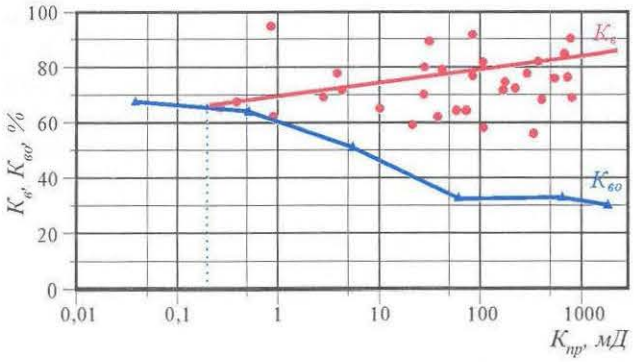


Рис. 3.12. Сопоставление остаточной $K_{во}$ и текущей $K_в$ водонасыщенности с проницаемостью $K_{пр}$. Даулетабадское месторождение

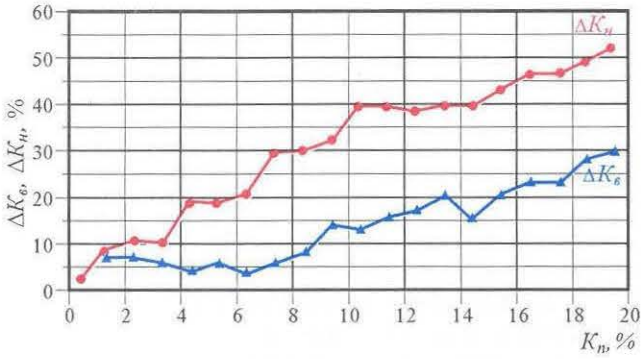


Рис. 3.13. Сопоставление приращений водонасыщенности $\Delta K_в$ и нефтенасыщенности $\Delta K_н$ парных скважин с пористостью $K_п$. Оренбургское месторождение

можны два варианта реализации определений, отличающихся способами измерения $K_в$ и $K_{во}$ [25]. В одном из них $K_в$ измеряется прямым дистилляционно-экстракционным способом на предварительно герметизированных на скважине образцах пород, отобранных из продуктивных пластов на водной ПЖ, а $K_{во}$ - на тех же образцах капилляриметрическим способом. Поскольку подвижная вода могла проникнуть только в проницаемые породы, то к коллекторам относят образцы, для которых ($K_в$ - $K_{во}$) > 0. Абсцисса точки ($K_в$ - $K_{во}$) = 0 определяет нижнее граничное значение проницаемости коллекторов (рис. 3.12).

Во втором варианте сопоставляются величины водо- и нефтенасыщенности, определенные прямым дистилляционно-экстракционным способом на образцах пород, отобранных из продуктивных коллекторов в соседних скважинах, которые пробурены на ПЖ с водной и нефтяной основой. Приращение $\Delta K_в$ или $\Delta K_н$, установленное для коррелируемых пластов в двух скважинах, свидетельствует о наличии проникновения водного или углеводородного фильтрата ПЖ в пласт, т.е. о том, что этот пласт является коллектором. Приведенное на рис. 3.13 сопоставление по 3-м парам базовых скважин, пробуренных на Оренбургском месторождении на водной и углеводородной ПЖ, свидетельствует о том, что коллекторы присутствуют практически во всем диапазоне изменения пористости.

4. Анализ результатов измерения минерализации воды в поровом пространстве образцов керна [24]. Вследствие проникновения в поры коллектора фильтрата ПЖ, обладающего иной по сравнению с пластовой водой минерализацией, текущая минерализация воды в порах будет различной в породах-коллекторах и неколлекторах. При разбуривании разрезов на пресной (по сравнению с пластовой водой) ПЖ минерализация воды в коллекторах будет меньшей, чем в неколлекторах (рис. 3.14); при разбуривании на минерализованной ПЖ - наоборот.

5. Сопоставление относительной глинистости $\eta_{гл} = K_{гл}/(K_{гл} + K_п)$ с $K_{пр}$ или $K_п$. На этом сопоставлении (рис. 3.15) линии постоянных значений $\eta_{гл}$ делят совокупность точек для пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы, а область, соответствующую коллекторам, - на подобласти (классы) существования пород с различными коллекторскими свойствами.

Значения $\eta_{гл,гр}$ изменяются от района к району и от степени метаморфизма пород. Для молодых (кайнозойских) терригенных продуктивных отложений со значительным содержанием монтмориллонитового цемента $\eta_{гл,гр}$ составляет 0,3 - 0,4 (Северный Кавказ); для большей части продуктивных отложений мезозоя и верхнего палеозоя Волго-Уральской провинции, Западной Сибири, Мангышлака оно равно 0,4 - 0,5 при глубине залегания коллекторов до 4000 м; для глубоко залегающих (более 4000 м) пород палеозоя и мезозоя Днепровско-Донецкой

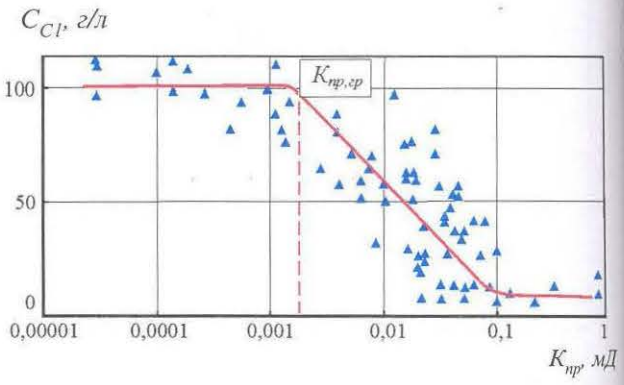


Рис. 3.14. Сопоставление минерализации воды в поровом пространстве образцов керна C_{Cl} с проницаемостью $K_{пр}$ (по Коростышевскому)

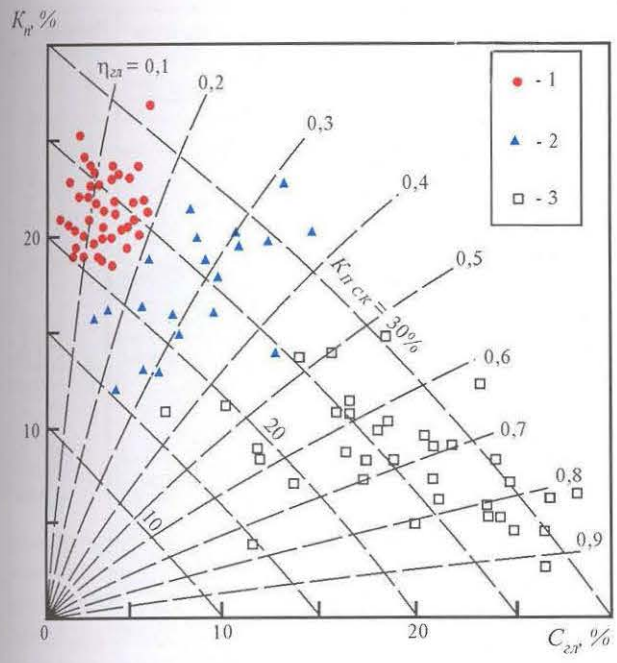


Рис. 3.15. Сопоставление коэффициентов пористости $K_п$ и массовой глинистости $C_{гл}$ для разделения терригенных пород на коллекторы и неколлекторы по параметру $\eta_{гл}$ (продуктивные отложения девона, Ромашкино).

Коллекторы: 1 - хорошие ($K_{пр}$ > 200 мД); 2 - средние и плохие (200 мД > $K_{пр}$ > 2 мД); 3 - неколлектор

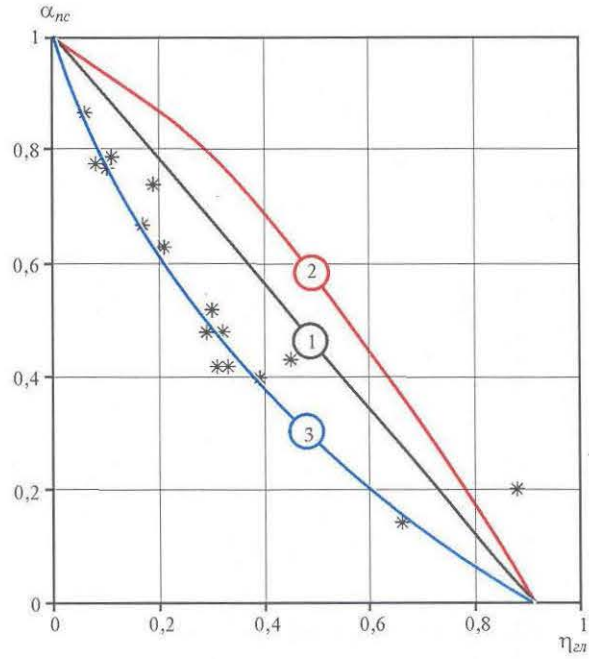


Рис. 3.16. Сопоставление относительной глинистости $\eta_{гл}$ с относительной амплитудой ПС $\alpha_{пс}$ для продуктивных отложений Широтного Приобья (1), Южного Мангышлака (2), ачимовской свиты Большого Уренгоя (3) [19, 20]

впадины (ДДВ), Северного Кавказа и Прикаспия $\eta_{гл,гр}$ достигает 0,5 - 0,6 [2].

6. Сопоставление относительной глинистости $\eta_{гл}$ с относительной амплитудой кривой собственной поляризации пород ($\alpha_{пс}$), определяемой как $\alpha_{пс} = \Delta U_{пс} / E_s$, где $\Delta U_{пс}$ - амплитуда ПС в интерпретируемом пласте, E_s - максимальная амплитуда ПС в исследуемом интервале разреза против наиболее чистых неглинистых песчаников.

Конкретный вид зависимости между $\eta_{гл}$ и $\alpha_{пс}$ несколько различается для разных районов (рис. 3.16). Для разрезов Волго-Уральской провинции, ДДВ, Мангышлака с высокой минерализацией пластовых вод ($C_в$ > 100 - 150 г/см^3) и незначительной активностью глинистого каолинитово-гидрослюдистого цемента зависимость выполаживается в области небольших значений $\eta_{гл}$ и становится более крутой в области неколлекторов. С уменьшением минерализации пластовых вод (большинство нефтегазовых месторождений Западной Сибири) и ростом активности глин зависимость спрямляется, имея примерно одинаковый наклон во всем диапазоне изменения $\eta_{гл}$. При дальнейшем снижении минерализации вод и повышении активности глинистого материала (нефтяные месторождения о. Сахалин, ачимовская толща Большого Уренгоя) зависимость $\alpha_{пс}$ и $\eta_{гл}$ становится вогнутой с ростом крутизны в области коллекторов.

В среднем для коллекторов с рассеянной глинистостью характерны значения $\alpha_{пс,гр}$ = 0,4 - 0,5; для слоистых глинистых коллекторов - 0,2 - 0,3. При равных условиях $\alpha_{пс,гр}$ несколько ниже для газоносных отложений чем нефтеносных. Конкретные значения $\alpha_{пс,гр}$ для изучаемых отложений находят, пользуясь способами определения граничных значений геофизических характеристик по корреляционным зависимостям между $\alpha_{пс}$, $K_{пр}$, $K_п$, $K_{гл}$ и результатами испытаний пластов.

7. Сопоставление общей пористости, определенной по комплексу НГК-АК, с пористостью по БК (объемная водонасыщенность, равная произведению $K_п K_в$). Методика предложена В.И. Дузиным для выделения порово-трещинно-каверновых карбонатных коллекторов нижнего девона Западно-Лекейягинского месторождения (Ненецкий автономный округ Архангельской области). Эта методика была рассмотрена на экспертно-техническом совете ГКЗ МПР России и рекомендована для использования при подсчете запасов. К коллекторам относятся интервалы, где $K_п^{нгк+ак} - K_п K_в$ > 3%. Граничное значение приве-

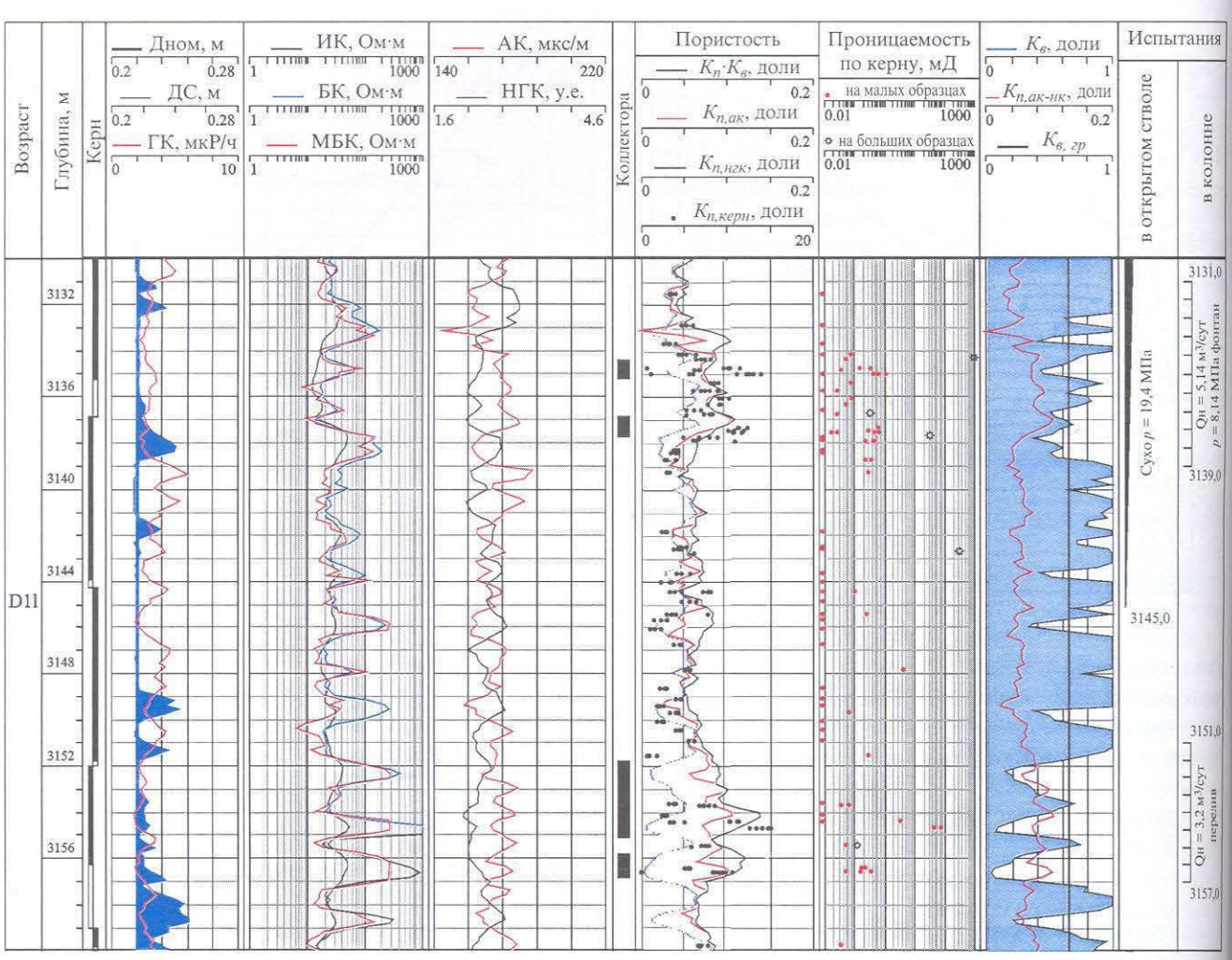


Рис. 3.17. Выделение коллекторов и оценка параметров по скважине Леккейягинского месторождения (по В.И. Дузину и Е.П. Симоненко)

денной разности (3%) принято как произведение средних для рассматриваемых коллекторов величин пористости ($K_{п,ср}$ = 8%) и остаточной нефтенасыщенности ($K_{но,ср}$ = 36%). Таким образом, в качестве эффективных толщин выделяются интервалы разреза, содержащие подвижную нефть.

К сожалению, точно такие же коллекторы, как в нефтенасыщенной по испытаниям части разреза, выделяются в его водонасыщенной части. Авторы методики объясняют эту ситуацию повышающим проникновением фильтрата ПЖ в пласт. В связи с изложенным оценка характера насыщенности по стандартному комплексу ГИС не реализуется и положение ВНК определяется только по данным испытаний. Пример выделения и оценки коллекторов по описанной схеме приведен на рис. 3.17.

Существуют и другие способы обоснования количественных критериев коллектора, основанные на установлении наличия эффективного пустотного пространства в породе или эффективной проницаемости.

3.3.3. Особенности выделения коллекторов с использованием количественных критериев [23]

Выделение коллекторов с использованием количественных критериев носит статистический, а не детерминистский, как при использовании качественных признаков, характер. Однако, если определение граничных значений выполнено методически верно на надежной петрофизической основе, то результаты выделения являются статистически надежными. Суммарная по достаточно большой выборке эффективная толщина определяется без смещения, хотя очевидно, что при использовании граничных значений для отдельных пластопересечений возможны ошибки обоих знаков.

Рассматривая способы обоснования количественных критериев коллектора, нельзя не отметить час-

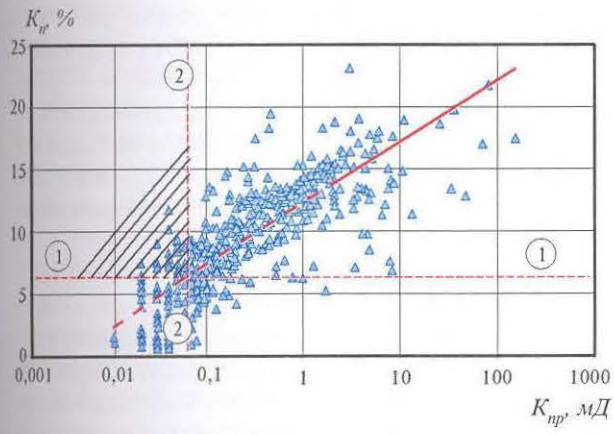


Рис. 3.18. Сопоставление пористости и проницаемости

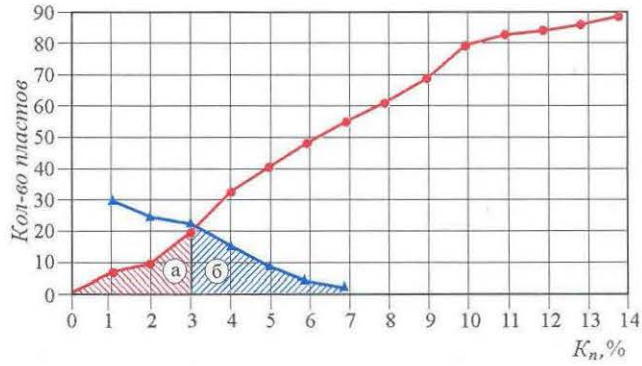


Рис. 3.19. Определение граничного значения пористости способом пересечения куммулят по числу пластов. Вишанское месторождение, семилукский горизонт

то встречающуюся ошибку в обосновании эффективных толщин с использованием не одного, а нескольких количественных параметров или одновременного использования прямых признаков и количественного критерия (например, $K_{п,гр}$). Действительно, получив каким-либо способом граничное значение параметра, можно, используя различные зависимости, найти соответствующие ему граничные значения и других параметров. Очевидно, что если граничное значение какого-либо параметра получено на статистическом уровне с разделением обучающей выборки на проницаемые и непроницаемые пласты (образцы), одновременное использование в качестве граничных двух или более параметров непременно приведет к искусственному занижению эффективных толщин. Точно так же нельзя, выделив эффективные толщины в какой-либо скважине (интервале) по количественному критерию, исключать из них затем пласты из-за отсутствия против них прямых признаков коллектора.

Для обоснования изложенных положений приведем следующие доводы. Пусть граничное значение пористости $K_{п,гр}$, равное, например, 6%, получено по результатам статистической обработки данных выделения коллекторов по прямым качественным признакам. При этом, естественно, суммарная эффективная толщина коллекторов, выделенная по $K_{п,гр}$, соответствует реальному соотношению в разрезе проницаемых и непроницаемых интервалов. Построим для изучаемой части разреза попластовое сопоставление пористости и проницаемости (рис. 3.18). Суммарная эффективная толщина коллекторов, как следует из вышеизложенного, состоит из пластов, лежащих на графике выше линии 1-1, для которых выполняется условие $K_п > K_{п,гр}$.

Кроме этого из сопоставления следует, что граничному значению пористости формально соответствует граничная проницаемость $K_{пр,гр}$ = 0,07 мД. Пусть для пластов изучаемого разреза кроме пористости определена и проницаемость (по данным ЭК, ГДК или по керну). Возникает желание повысить достоверность выделения коллекторов и кроме $K_{п,гр}$ дополнительно использовать в качестве граничного и $K_{пр,гр}$. В этом случае из числа проницаемых неминуемо будут исключены пласты, лежащие на графике левее линии 2-2. Ясно, что в этом случае суммарная эффективная толщина коллекторов будет искусственно занижена. Еще большее занижение возникнет при использовании еще одного количественного критерия (например, при определении глинистости по ГИС и наличии петрофизической связи $K_п$ - $K_{гл}$).

Несмотря на очевидность изложенных положений, во многих отчетах по подсчету запасов допускается одновременное применение нескольких количественных критериев. Еще чаще количественные критерии применяются вместе с качественными признаками, что также неверно.

Рассмотрим еще одну особенность выделения коллекторов с использованием количественных критериев. Пусть на одном из месторождений количественный критерий (граничное значение пористости $K_{п,гр}$) был установлен по базовым скважинам, в которых геолого-технические условия проведения ГИС позволили выделить коллекторы традиционным способом по наличию глинистых корок, связанных с проникновением фильтрата ПЖ в проницаемые пласты. Значение $K_{п,гр}$ определялось с использованием статистической обработки путем построения куммулят для двух подвыборок пластов: с наличием и отсутствием глинистых корок (рис. 3.19).

На рисунке видно, что статистической границе коллектора отвечает значение $K_{п,гр}$ = 3,2%. Важно указать, что суммарная эффективная толщина $\Sigma h_{эф}$ при выделении коллекторов по прямым признакам и с ис-

пользованием $K_{п,гр}$ одинакова, так как на рис. 3.19 количество пластов-коллекторов с $K_п < K_{п,гр}$ (зона "а") равна количеству пластов-неколлекторов с $K_п > K_{п,гр}$ (зона "б").

Однако наиболее важно то, что *средняя пористость пластов с $K_п > K_{п,гр}$ будет больше средней пористости коллекторов, выделенных по прямым качественным признакам.* Естественно, что и величины $K_{нг}$ при выделении коллекторов по количественному критерию будут искусственно завышены по сравнению с реальными.

При выделении коллекторов по количественным критериям при правильной оценке суммарной эффективной толщины изучаемого объекта ряд выделяемых в качестве коллекторов пластов собственно коллекторами не является, однако по толщине эти пласты компенсируются проницаемыми пластами с $K_п < K_{п,гр}$. Рассмотрим еще раз сопоставление разрезов одной из скважин, в которой $h_{эф}$ было выделено по прямым качественным признакам и по количественному критерию (рис. 3.20). Для обоих вариантов выделения $\Sigma h_{эф}$ практически равны, однако *распределения в разрезе проницаемых интервалов существенно отличаются друг от друга.*

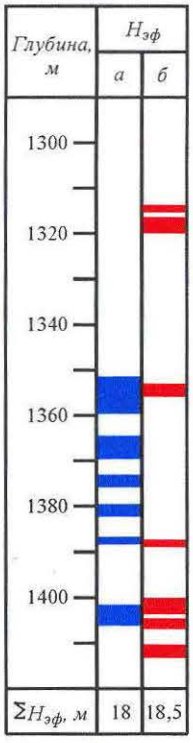


Рис. 3.20. Сопоставление результатов выделения коллекторов по прямым качественным признакам (а) и количественному критерию (б)

В этом случае в процессе разведочных работ могут быть допущены следующие ошибки, существенно влияющие на результат.

- Истинная отметка кровли первого коллектора на 41 м ниже установленной по ГИС с использованием количественного критерия $K_{п,гр}$. В результате будет допущена ошибка в построении структурной карты и подсчетного плана.
- При опробовании в колонне интервала 1313 - 1337 м приток пластового флюида не должен быть получен из-за отсутствия в интервале пластов-коллекторов. На этом основании будет сделан ошибочный вывод о необходимости исключения из суммарной эффективной толщины выделенных по данным ГИС пластов-коллекторов и, как следствие, вывод о неадекватности алгоритма выделения проницаемых интервалов.
- При возможном опробовании интервала 1356 - 1386 м будет получен приток пластового флюида, и тогда из-за отсутствия в интервале выделенных пластов-коллекторов порового типа будет сделан вывод о развитии в нем коллекторов, например, трещинного типа.

Таким образом, установлены следующие особенности методики обоснования подсчетных параметров и в целом технологии проведения геологоразведочных работ при выделении коллекторов по количественным критериям.

1). Поинтервальные испытания пластов в колонне, выполняемые с целью подтверждения нефтегазоносности участков разреза или площади изучаемой залежи, следует выполнять в скважинах, где эффективные толщины выделены по прямым качественным признакам. В скважинах, где эффективные толщины выделены по количественным критериям, испытания целесообразно проводить в интервалах, ФЕС которых выше максимальных для пластов-неколлекторов (с $K_п > 7\%$ на рис. 3.19).

2). Геологические построения, связанные с выделением и прослеживанием отдельных продуктивных пластов (профили, схемы опробования и т.п.), следует проводить по скважинам, эффективные толщины в которых выделяются по прямым качественным признакам.

3). Величины $K_п$ и $K_{нг}$ по данным ГИС следует определять по скважинам, эффективные толщины в которых выделяются по прямым качественным признакам. В скважинах, где $h_{эф}$ выделены по граничным значениям ФЕС, возможна приближенная оценка $K_п$ и $K_{нг}$ при учете характера распределения в разрезе проницаемых и непроницаемых интервалов.

4). Выделение коллекторов возможно с использованием только одного статистического критерия;

использование нескольких критериев, в том числе совместно с выделением по прямым качественным признакам, неправомочно.

Граничные значения основных параметров ($K_{пр,гр}$ и $K_{п,гр}$) изменяются в широких пределах. Для карбонатных газонасыщенных коллекторов $K_{пр,гр}$ в большинстве случаев равно 0,2 - 1,0 мД, для нефтенасыщенных - 0,4 - 2,0 мД. Этим значениям соответствуют граничные значения пористости, равные 3 - 8% для газонасыщенных пород, 4 - 5% для нефтенасыщенных доломитов и 6 - 8% - для нефтенасыщенных известняков [13]. Минимальные значения $K_{п,гр}$ наблюдаются для крупнопоровых рифовых коллекторов, максимальные - для тонкопоровых и тонкозернистых пород. Нельзя исключить и то, что низкие значения $K_{п,гр}$ могут частично объясняться определенной трещиноватостью карбонатных пород.

Для неглинистых газонасыщенных терригенных коллекторов $K_{пр,гр}$ составляет 1 - 5 мД, для нефтенасыщенных - 2 - 10 мД. Соответствующие им граничные значения пористости изменяются еще в больших пределах: они тем меньше, чем древнее и интенсивнее метаморфизованы породы. Так, для нижнекембрийских песчаников Восточной Сибири $K_{п,гр}$ равно 4 - 6% в газонасыщенных и 5 - 7% в нефтенасыщенных интервалах. Для нефтенасыщенных девонских песчаников Урало-Поволжья $K_{п,гр}$ составляет 10 - 12%, а для песчаников нижнего карбона - 15 - 17%. Для газоносных сеноманских песчаников Западной Сибири величина $K_{п,гр}$ равняется 20 - 27%, для более глубоко залегающих нефтенасыщенных меловых песчаников и алевролитов она уменьшается до 14 - 18% и в юрских отложениях - до 11 - 13% [2].

3.4. РАЗДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ПО СТРУКТУРЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Тип коллектора определяется на основе анализа всей имеющейся геолого-геофизической информации по изучаемому объекту или интервалу разреза.

По данным ГИС с достаточной степенью достоверности возможно разделение коллекторов на три основных типа: поровый, порово-каверновый, трещинный. Более дробное уверенное разделение коллекторов по структуре порового пространства возможно по комплексу данных ГИС, ГТИ, петрофизических исследований и испытаний лишь в редких благоприятных случаях при наличии достаточной информации.

Поровые коллекторы обычно выделяются по наличию прямых качественных признаков. По косвенным количественным критериям выделяют их только в скважинах, в которых по имеющимся материалам ГИС невозможно надежно установить проникновение ПЖ в пласты из-за технологических условий бурения скважин или недостаточности выполненных исследований. При этом пористости пластов превышают нижние граничные значения ($K_п > K_{п,гр}$). Петрофизическим признаком порового коллектора является наличие тесных корреляционных связей между фильтрационными и емкостными параметрами пород, а также между физическими свойствами и емкостными параметрами пород.

Порово-каверновые каллекторы не имеют устойчивых прямых качественных признаков и выделяются, как правило, с использованием косвенных количественных критериев. Основные геофизические признаки: расхождение значений $K_п$, определенных по данным РК (НК, ГГКП) и по АК, на величину, превышающую погрешности определения этого параметра (±2 - 3% от объема пород); как правило $K_п^{РК} > K_п^{АК}$; превышение общей пористости (по данным РК) над $K_{п,гр}$. Другие геофизические признаки (состояние стенки скважины, величина затухания продольных колебаний и др.) являются неустойчивыми и считаются вспомогательными. Для порово-кавернового типа коллекторов характерна меньшая теснота корреляционных связей между физическими параметрами пород и их фильтрационными и емкостными свойствами.

Трещинные коллекторы по геофизическим признакам характеризуются: повышенным затуханием продольных и поперечных акустических колебаний; повышенной интенсивностью волн Лэмба-Стоунли; неравномерным увеличением фактического диаметра скважины; наличием трещин на стенках ствола скважины, фиксируемым на диаграммах высокоразрешающих акустических и электрических сканеров; низкой общей пористостью пластов (меньше нижнего граничного значения, установленного для коллекторов порового типа). Все перечисленные геофизические признаки трещинного коллектора не являются обязательными. Обязательным считается факт установления проникновения фильтрата ПЖ или получения притока флюида при низкой (меньшей граничного значения) общей пористости пород. Наличие трещиноватости в керне и повышенной за счет этого фактора его проницаемости еще не является критерием наличия в разрезе трещинных коллекторов. Трещинные коллекторы не имеют косвенных количественных критериев. Для них не характерны определенные значения $K_{п,гр}$; взаимосвязь между $K_п$ и $K_{пр}$ отсутствует. При разбуривании интервалов с трещинными коллекторами часто отмечаются поглощение промывочной жидкости и увеличение скорости бурения, фиксируемые на диаграммах ГТИ.