

ПРАВИТЕЛЬСТВО ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА — ЮГРЫ

ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕФТИ, ГАЗУ И МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ ХМАО

ГП ХМАО «НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА»

ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ХМАО

*Девятая
научно-практическая конференция*

Том 2

Под редакцией

КАРАСЕВА В.И. — кандидата экономических наук,
ШПИЛЬМАНА А.В. — кандидата геолого-минералогических наук,
ВОЛКОВА В.А. — кандидата геолого-минералогических наук

Ханты-Мансийск
Издательский Дом «ИздатНаукаСервис»
2006

ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫСОКОЙ НАЧАЛЬНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТА АВ₁³ ЛАС-ЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Ю. ЗУБКОВ, Р.В. КОВАЛЕНКО,
В.В. КОЛПАКОВ (ООО «ЗапСибГЦ»),
В.В. ЗАХАРОВ, Г.И. ГЛУХОВЦЕВА
(ТПП «Лангепаснефтегаз»)

В процессе подготовки проектных документов по продуктивному объекту АВ₁³ Лас-Еганского месторождения возникли сомнения в кондиционности исходного петрофизического материала, использованного для построения петрофизических зависимостей типа «керн-керн» и «керн-ГИС», так как, несмотря на довольно низкую величину начальной нефтенасыщенности пласта при его опробовании получали притоки чистой нефти. Возникло предположение, что пласт является недонасыщенным, но притоки безводной нефти вроде бы опровергали это предположение.

Чтобы ответить на возникшие вопросы, был проведен комплекс специальных литолого-петрофизических исследований на небольшой коллекции образцов (15 штук), отобранных из этого пласта. Кроме того, были использованы исторические данные, полученные в других петрофизических лабораториях в разное время.

В процессе выяснения причин, приведших к возникновению отмеченных выше особенностей петрофизических свойств обсуждаемого пласта, выявлен целый ряд интересных закономерностей, которые мы рассмотрим в настоящей публикации.

Продуктивные отложения пласта АВ₁³ сложены двумя основными литологическими типами пород. Во-первых, мелковзернистыми песчаниками сильно алевритистыми, глинистыми с медианным размером зерен 1.2–1.3 мм и очень низкой степенью сортировки обломков, изменяющейся в пределах 4.0–8.0. Последнее обстоятельство объясняется высоким содержанием в мелковзернистых песчаниках других гранулометрических фракций, включая грубозернистые (среднезернистые) песчаные и меньшие по размерам алевритистые и глинистые фракции.

Во-вторых, крупнозернистыми алевролитами, песчанистыми, глинистыми, имеющими медианный диаметр около 0.06–0.09 мм и среднюю, а также слабую сортировку зерен по размерам – 2.2–4.8, что также объясняется довольно значительным содержанием в их составе обломков мелковзернистой песчаной и алевритовой размерности.

Глинистый материал в обоих выделенных литологических типах пород присутствует в двух формах: во-первых, рассеянной, являющейся цементом, и, во-вторых, концентрированной – в виде мелких глинистых обломков и прослойков. Поэтому по текстурным признакам они подразделяются на массивные, содержащие рассеянный в объеме породы глинистый материал (главным образом, в виде цемента), и слоистые, в которых, наряду с рассеянным глинистым материалом, присутствуют глинистые прослойки различной формы и происхождения.

Наличие слоистости, особенно крутопадающей (до субвертикальной), значительно влияет на фильтрационные свойства пород-коллекторов, обусловливая анизотропные свойства пород по проницаемости.

Действительно, коллекторские свойства пород можно подразделить на скалярные (значения которых не зависят от направления) и тензорные (величина которых будет изменяться в зависимости от направления). К первым можно отнести пористость (K_p), плотность (σ), водоудерживающую способность (K_{vc}), а ко вторым – проницаемость (K_{pr}).

Рассмотрим связи скалярных коллекторских свойств между собой. Примером может служить зависимость водоудерживающей способности от открытой пористости (рис. 1а). Величина K_{vc} практически не зависит от значений K_p в интервале изменений последней от 4 до 17% и лишь, начиная с величины K_p , равной 18% и более, намечается значимая обратно пропорциональная связь между этими параметрами (рис. 1а).

Если вместо открытой использовать значения эффективной пористости ($K_{p_{\phi}}$), то между ней и величиной K_{vc} отмечается хорошая обратно пропорциональная связь с высоким коэффициентом детерминации (рис. 1б).

Рассмотрим теперь зависимости между векторной (K_{pr}) и скалярными (например, K_p и $K_{p_{\phi}}$) величинами. Между K_p и K_{pr} отмечается очень слабая прямо пропорциональная положительная связь, больше похожая на тенденцию, чем на зависимость (рис. 2а). Даже если вместо K_p использовать $K_{p_{\phi}}$, то и в этом случае качество связи не намного улучшается (рис. 2б). Отмеченный феномен объясняется главным образом наличием или отсутствием в образцах пород-коллекторов слоистости, сильно влияющей на проницаемость. Образцы, имеющие одну и ту же величину $K_{p_{\phi}}$, но разные значения K_{pr} , характеризуются различной текстурой. Массивные образцы обладают более высокой проницаемостью, чем слоистые, при равных значениях открытой и эффективной пористости, причем разница по проницаемости и, соответственно, коэффициент анизотропии может достигать почти 10 крат (см. рис. 2).

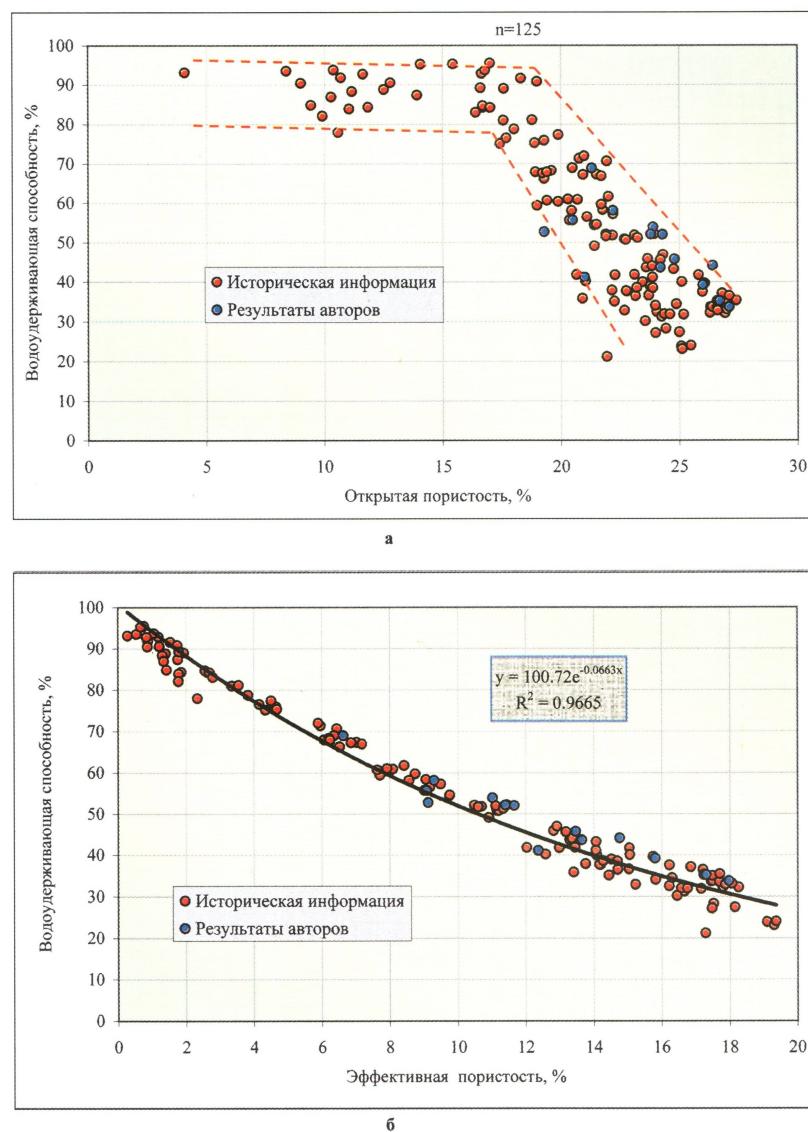


Рис. 1. Зависимость водоудерживающей способности от величины открытой (а) и эффективной (б) пористости, пласт AB_3 , Лас-Еганское месторождение

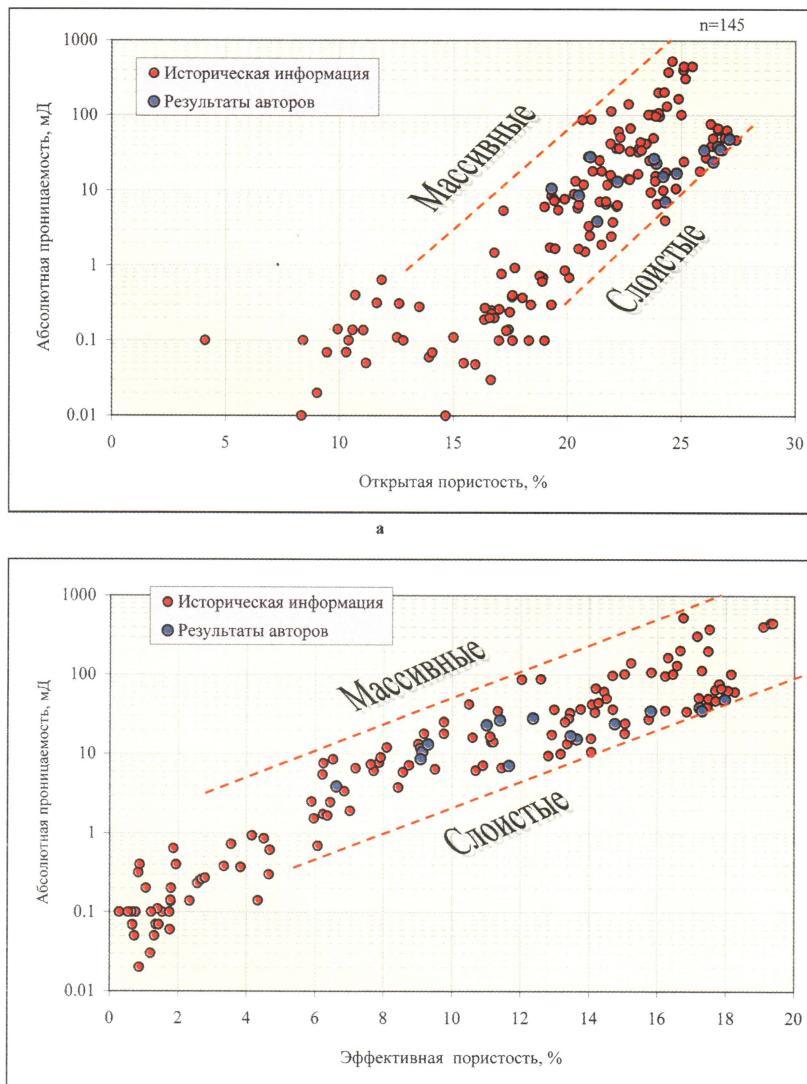


Рис. 2. Зависимость абсолютной проницаемости от открытой (а) и эффективной (б) пористости, пласт АВ₁, Лас-Еганское месторождение

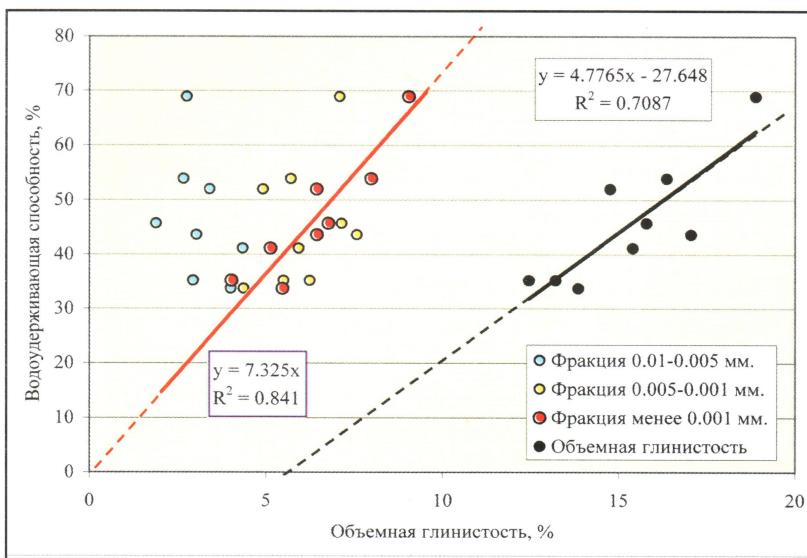


Рис. 3. Зависимость водоудерживающей способности образцов от их объемной глинистости и содержания различных глинистых фракций

Общеизвестно, что величина Квс зависит главным образом от содержания в породе глинистых минералов и, соответственно, от объемной глинистости. Однако полученная нами зависимость Квс от объемной глинистости продемонстрировала не очень высокую степень корреляции между этими параметрами ($R^2 = 0.7087$), а, кроме того, из полученной зависимости следует, что при объемной глинистости 5.8%, величина Квс равна 0 (рис. 3). Иными словами, получается, что приблизительно 5.8% глинистой фракции не содержит связанную воду или в ней присутствует только свободная (подвижная) вода.

Чтобы понять, чем объясняется установленный феномен, нами вся «глинистая» фракция, имеющая по определению размеры менее 0.01 мм, была разбита на три фракции:

- 0.01–0.005 мм (грубая глинистая фракция);
- 0.005–0.001 мм (средняя глинистая фракция);
- менее 0.001 мм (тонкая глинистая фракция).

Оказалось, что содержание грубой гли-

нистой фракции не влияет на величину Квс, присутствие средней глинистой фракции также практически не оказывает влияния на значение Квс, и лишь содержание тонкой глинистой фракции имеет хорошую связь с Квс, причем эта зависимость проходит через 0 (рис. 3). Действительно, поры, в которых, как известно, содержится связанная или остаточная вода, имеют радиус 0.5 мкм и менее, что соответствует размерам тонкой глинистой фракции. Следует отметить, что многие петрофизики и литологи обращали внимание на то, что именно тонкая глинистая фракция оказывает наибольшее влияние на коллекторские и иные физические свойства пород, однако в зависимостях по-прежнему используется «глинистая» фракция, имеющая размеры менее 0.01 мм, а не менее 0.001 мм.

Необходимо еще раз отметить хорошо известный факт, что переход глинистых минералов, например, смешанослойных образований, иллита и хлорита в каолинит приводит к резкому улучшению фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, в которых происходит это превращение. Объяснение этого феномена состоит в том, что эпигенетический каолинит имеет очень крупные кристаллы и их агрегаты часто попадают в мелкозернистую алевритовую гранулометрическую фракцию, то есть имеют размеры более 0.01 мм. Поэтому, несмотря на то, что формально как минерал каолинит относится к группе глин, на самом деле (фактически) по гранулометрической классификации он в большинстве случаев попадает в мелкоалевритовую обломочную фракцию.

Наличие наклонной и особенно субвертикальной слоистости сильно влияет на проницаемость пород. А каким образом наличие слоистости отражается на структуре порового пространства пород-коллекторов? Чтобы ответить на это вопрос, рассмотрим капиллярные кривые двух образцов, имеющих различную текстуру (рис. 4).

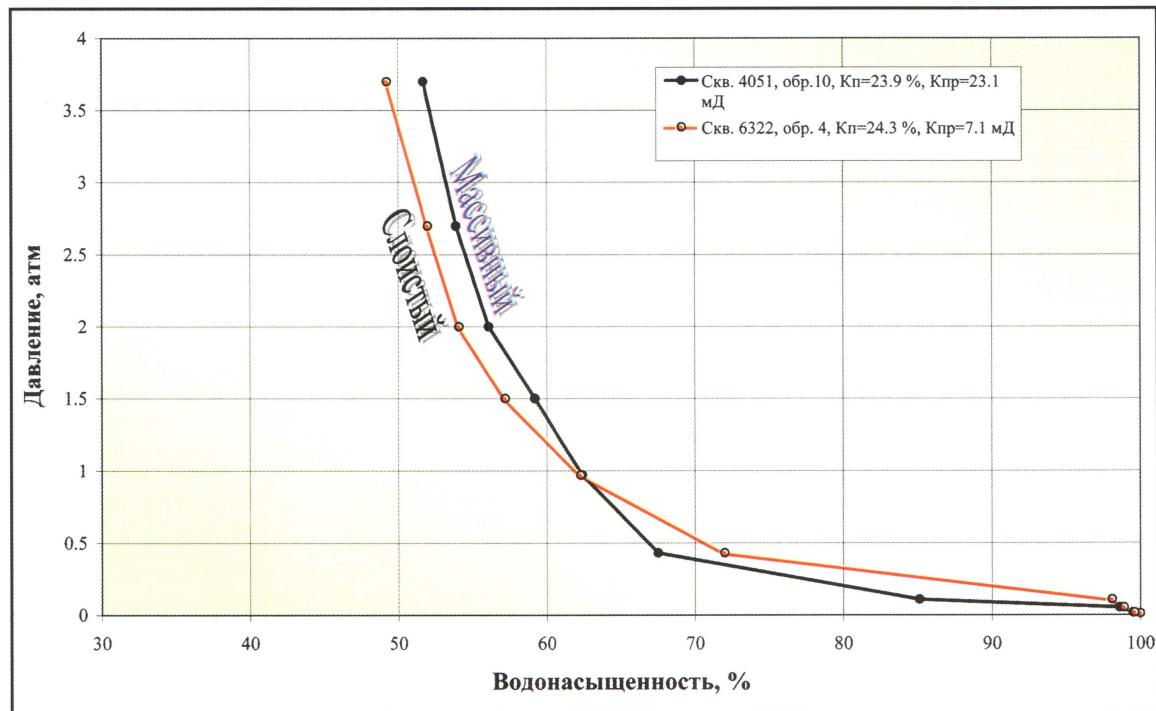


Рис. 4. Кривые капиллярного давления образцов, обладающих различной текстурой, отобранных из пласта AB₃ Лас-Еганского месторождения

Кривая, расположенная справа, отвечает песчанистому крупнозернистому алевролиту с высоким содержанием рассеянного глинистого материала (около 21.5%), об-

ладающему почти массивной текстурой, слабой сортировкой обломочного материала и проницаемостью 23.1 мД. Кривая, расположенная слева, принадлежит слоистому песчанистому крупнозернистому алевролиту, характеризующемуся средней степенью сортировки и содержащему около 19.5% глинистого материала, часть из которого присутствует в виде почти вертикально ориентированных слойков, а другая входит в состав цемента. Этот образец из-за субвертикальной слоистости характеризуется низкой проницаемостью – всего 7.1 мД (см. рис. 4). Несмотря на то, что этот образец имеет гораздо более низкую абсолютную проницаемость, его структура порового пространства практически такая же, как и у второго более проницаемого образца (см. рис. 4).

Таким образом, наличие тонкой субвертикальной слоистости слабо влияет на структуру порового пространства осадочной породы и очень сильно – на ее проницаемость.

Анализ кривых относительных фазовых проницаемостей рассматриваемых образцов показал, что, как и значения абсолютной проницаемости, они являются векторными характеристиками и зависят от текстурных особенностей образцов. То есть, оказалось, что образец с тонкой субвертикальной слоистостью обладал заметно более низкими величинами относительных проницаемостей как по нефти, так и по воде, чем образец с близкой структурой порового пространства, но массивной текстурой. Особенно сильно отличались относительные проницаемости по воде (в 2–2.5 раза).

Действительно, анализ функций Баклея-Леверетта, построенных на основе двух скалярных величин (водонасыщенность и обводненность продукции), полученных для этих образцов, показал, что они почти совпадают друг с другом (рис. 5а). Напротив, зависимости фильтрационного сопротивления от величин обводненности продукции для рассматриваемых образцов сильно отличаются друг от друга (рис. 5б). Это объясняется тем, что фильтрационное сопротивление, как и проницаемость, – векторная величина и на нее сильно влияет величина анизотропии по проницаемости пористой среды, зависящая, в свою очередь, от ее текстурных особенностей.

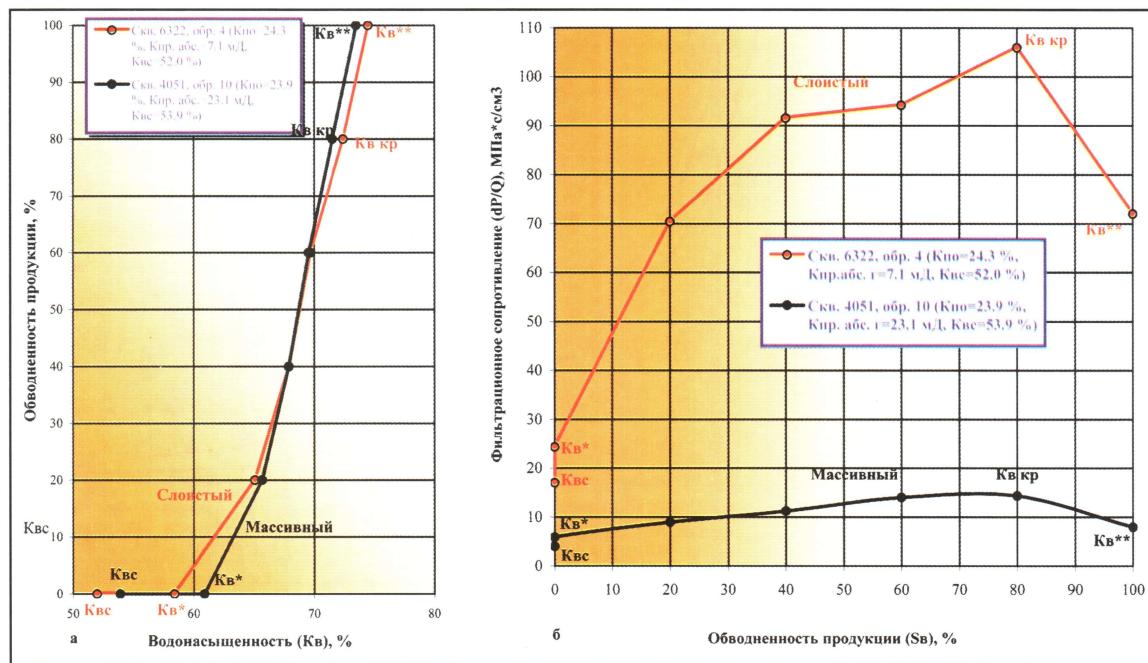


Рис. 5. Функция Баклея-Леверетта (а) и зависимости фильтрационного сопротивления от обводненности продукции (б) для образцов с одинаковой структурой порового пространства, но различной проницаемостью, обусловленной их текстурными особенностями; пласт АВ³, Лас-Еганское месторождение

Если в массивном образце, по мере увеличения степени обводненности добываемой продукции, фильтрационное сопротивление возрастает всего в 2–3 раза, то в слоистом образце – в 4–5 раз. Следует отметить, что абсолютные значения фильтрационного сопротивления для массивного и слоистого образца отличаются в 5–10 раз (см. рис. 5б). Это означает, что при вытеснении нефти водой она будет с большей скоростью двигаться по массивным разностям, обходя участки, сложенные слоистыми разновидностями пород-коллекторов, несмотря на их близкую структуру порового пространства, вследствие чего в слоистых разностях останутся целики нефти.

Кроме того, на основе полученных данных можно заключить, что по мере роста обводненности продукции, добываемой из скважин, вскрывших массивные разности, будет отмечаться более плавное (во времени) и менее значительное (по абсолютной величине) падение их дебитов, чем в скважинах, вскрывших слоистые литологические типы (см. рис. 5б). Отмеченные особенности слоистых и массивных разновидностей пород-коллекторов следует иметь в виду, предлагая тот или иной способ разработки залежи, сложенной неоднородными по текстуре породами-коллекторами.

Путем комплексирования результатов капиллярометрических исследований и данных определения относительных фазовых проницаемостей (ОФП) получена зависимость характера распределения нефти и воды по высоте над уровнем ВНК или, точнее, над уровнем нулевого капиллярного давления (рис. 6).

Из полученной зависимости следует, что образцы, имеющие среднюю и низкую абсолютную проницаемость (от 6–8 до 35–40 мД), на которых проводились эксперименты по определению (ОФП), характеризуются довольно высокой величиной предельной водонасыщенности K_B^* , изменяющейся примерно от 40–45% до 60–65%

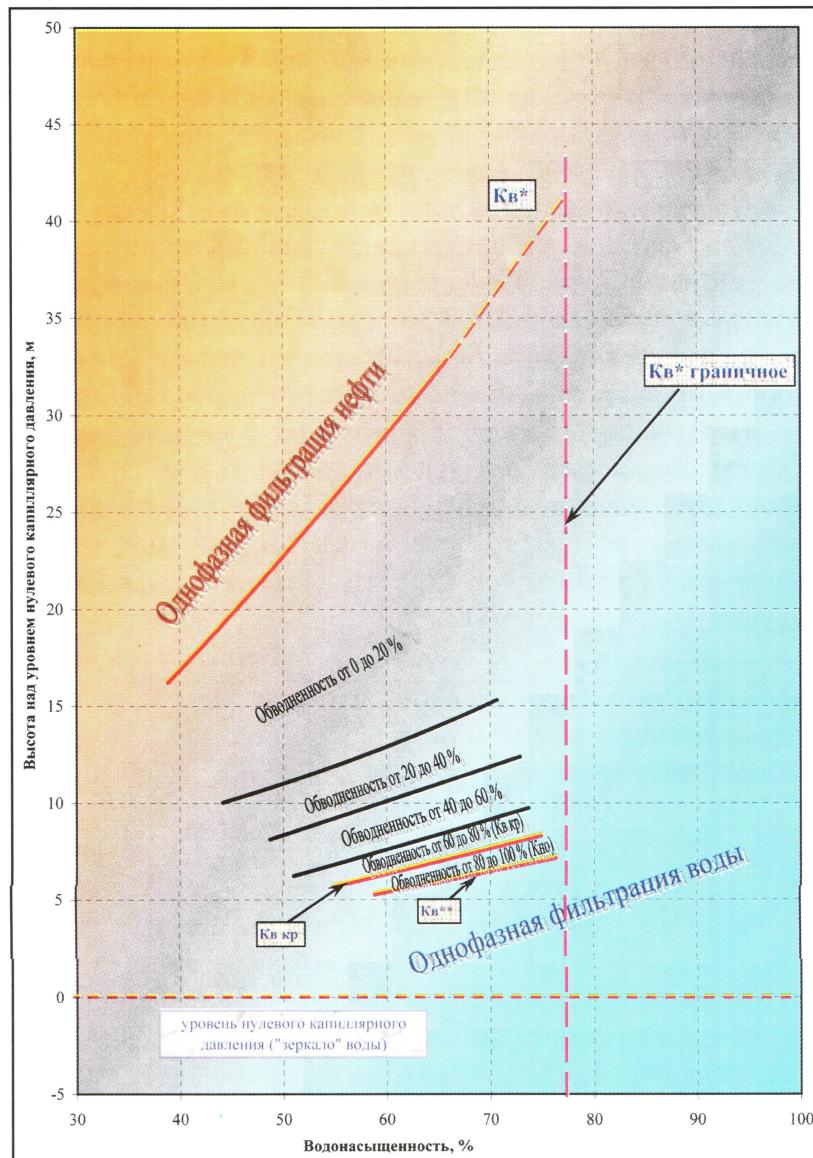


Рис. 6. Зависимость характера насыщения различных классов пород-коллекторов от высоты над уровнем нулевого капиллярного давления, пласт AB_3 , Лас-Еганское месторождение

(см. рис. 6). Напомним, что значение $K_{\text{в}}^*$ соответствует той величине текущей водонасыщенности, при достижении которой в первоначально однофазном чисто нефтяном потоке появляется вторая свободная фаза – вода, содержание которой в потоке можно принять условно равным, например, 1% (Моисеев В.Д., 2001; Семенов В.В. и др., 2004).

Иными словами, из этих классов пород-коллекторов может добываться чистая нефть до указанных величин текущей водонасыщенности. Необходимо лишь, чтобы высота нефтяной залежи была не менее 30–35 м. Поэтому определенные по данным ГИС высокие значения начальной водонасыщенности или, вернее, низкой начальной нефтенасыщенности в продуктивных отложениях пласта AB_1^3 с невысокими коллекторскими свойствами находятся в полном соответствии с результатами экспериментов.

Несомненный интерес представляет зависимость, связывающая динамическую и эффективную пористости, так как, исходя из этой зависимости, можно по достаточно легко определяемому в результате стандартных исследований параметру – эффективная пористость – прогнозировать величину динамической пористости, которая получается лишь на основе специальных исследований, выполненных в условиях, моделирующих пластовые (рис. 7).

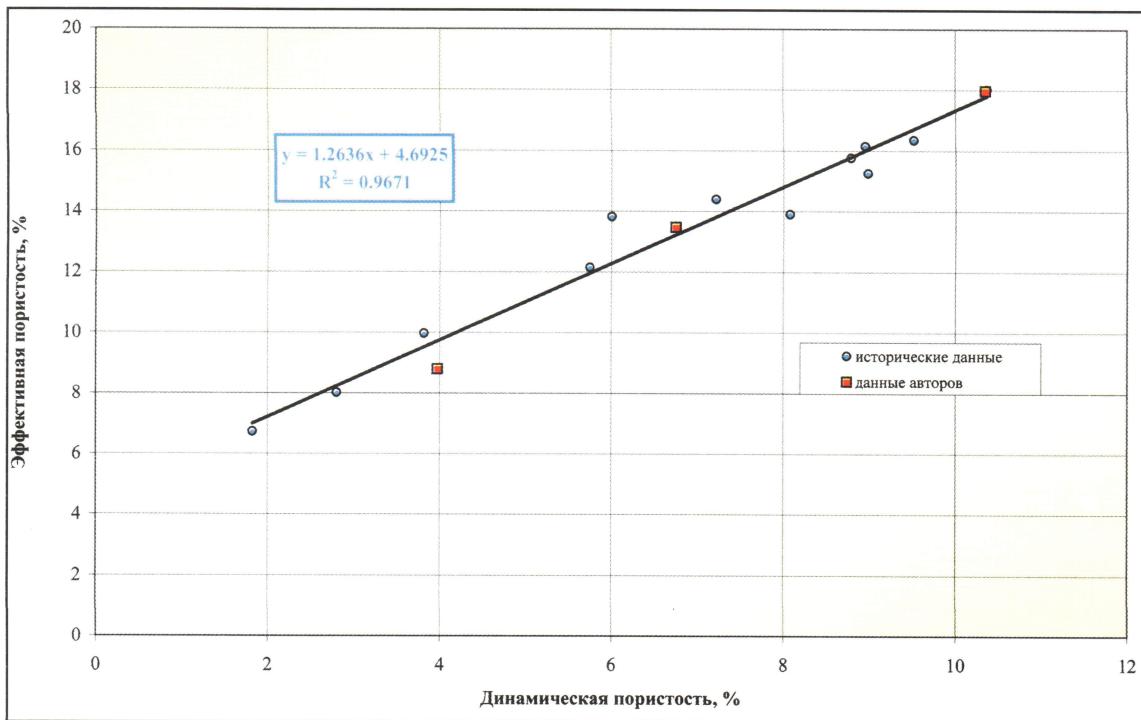


Рис. 7. Связь между динамической и эффективной пористостью для различных классов пород-коллекторов, входящих в состав пласта AB_1^3 Лас-Еганского месторождения

С помощью полученной зависимости легко определить критическое значение эффективной пористости ($K_{\text{п}}^*$), при достижении которой динамическая пористость становится равной нулю. Это значение $K_{\text{п}}^*$ равно примерно 4.7% (см. рис. 7).

Очевидно, что для тонкозернистого коллектора, каким являются продуктивные отложения пласта AB_1^3 , это минимально необходимый объем несмачивающего флюида (нефти), способного создать непрерывную фазу в поровом пространстве породы. При меньшей ее объемной концентрации нефтяная фаза разбивается на отдельные фрагменты (капли) и теряет способность двигаться в виде непрерывной фазы. Для грубо-

зернистых осадков величина K_{ϕ}^* должна быть выше. Причем, чем более крупными зернами сложен продуктивный пласт, тем выше будет значение K_{ϕ}^* .

Возвращаясь к рис. 1б, на котором отображена связь $K_{\text{вс}}$ с K_{ϕ}^* , можно определить критическую величину $K_{\text{вс}}$ ($K_{\text{вс},\text{кр}}$), выше которой динамическая пористость равна нулю. Эта величина $K_{\text{вс},\text{кр}}$ близка к 72%. Следовательно, из низкопроницаемых пород-коллекторов пласта АВ₁³, имеющих величину $K_{\text{вс}}$ более 72%, получить приток нефти в принципе невозможно.

Анализируя связь между $K_{\text{вс}}$ и $K_{\text{в}}^*$, полученную на основе изучения ОФП, легко оценить граничную величину $K_{\text{в}}^*\text{гр}$, соответствующей $K_{\text{вс}}^*$, равной 72%. Эта величина $K_{\text{в}}^*\text{гр}$ близка к 77%. Поэтому на рис. 6 значение $K_{\text{в}}^*\text{гр}$ принято равным 77%.

Следует отметить, что притоки нефти из рассматриваемых низкопроницаемых пород-коллекторов, имеющих текущую водонасыщенность в пределах 65–70%, можно получить лишь при условии, что высота залежи составляет не менее 40–45 м (см. рис. 6).

Обращает на себя внимание также довольно большая мощность переходной водонефтяной зоны от $K_{\text{в}}^*$ до $K_{\text{в кр}}$, где $K_{\text{в кр}}$ – это значение текущей водонасыщенности, при которой фазовые проницаемости по нефти и воде равны друг другу (для рассмотренных на рис. 5а образцов эта величина водонасыщенности соответствует добываемому продукту, обводненному примерно на 80%). За этой точкой доля воды в добываемой продукции еще более увеличивается, и она становится резко преобладающей фазой. Мощность водонефтяной зоны растет по мере перехода от высоко к средне- и далее к низкопроницаемым породам-коллекторам, увеличиваясь, соответственно, от примерно 10–15 до 35–40 м (см. рис. 6).

Напротив, зона, лежащая между $K_{\text{в кр}}$ и $K_{\text{в}}^{**}$, где $K_{\text{в}}^{**}$ – это величина текущей водонасыщенности, начиная с которой отмечается течение чисто водной фазы при неподвижной (остаточной) нефти, имеет очень маленькую мощность – не более 2–3 м (рис. 6).

Если сделанные нами на основе выполненных экспериментов предположения верны, то, используя хотя и слабую, но все же значимую зависимость между эффективной пористостью и абсолютной проницаемостью (рис. 2б), можно приблизительно оценить критическую величину абсолютной проницаемости ($K_{\text{пр}}^*$), при приближении к которой породы-коллекторы становятся не способными отдавать нефть. Эта величина $K_{\text{пр}}^*$ (при K_{ϕ}^* , равной 4.7%), приблизительно составляет 1 мД (см. рис. 2б). Причем, для пород со слоистой текстурой она может иметь более низкие значения – до 0.2–0.4 мД, а для массивных разновидностей, наоборот, величина $K_{\text{пр}}^*$ увеличивается до 4–6 мД (см. рис. 2б). То есть, даже столь низкопроницаемые классы пород-коллекторов могут отдавать, хотя и небольшое, но все же заметное количество нефти в процессе заводнения пласта. Однако здесь следует заметить, что основная масса этой нефти будет добываться не за счет непосредственного вытеснения нефти водой, а путем капиллярной (противоточной) пропитки, поэтому скорость «вытеснения» нефти из таких коллекторов будет гораздо ниже, чем из обычных более высокопроницаемых песчано-алевритовых осадков. Этот факт нужно также иметь в виду, выбирая ту или иную систему разработки продуктивного пласта, в состав которого входят такие очень низкопроницаемые классы пород-коллекторов.

Выводы

1. Продуктивные отложения пласта АВ₁³ представлены двумя литологическими типами пород: алевритистыми мелкозернистыми песчаниками и песчанистыми крупнозернистыми алевролитами, характеризующимися довольно высоким содер-

жанием глинистого материала, а также плохой и средней степенью сортировки обломочных зерен.

2. Глинистый материал, входящий в состав рассматриваемых отложений, представлен двумя формами: рассеянной (в виде цемента) и концентрированной (в виде прослойков), что, в свою очередь, обуславливает наличие двух основных типов текстур: массивной (первая форма распределения глинистого материала) и слоистой (наряду с первой присутствует также и вторая его форма распределения – в виде слойков).

3. Продуктивные отложения, представленные массивными разновидностями, характеризуются слабой анизотропией проницаемости, а слоистые – имеют значительную анизотропию по проницаемости.

4. Связи между скалярными величинами, например, пористость-плотность, водоудерживающая способность – эффективная пористость, имеют высокие значения коэффициентов детерминации, а зависимости между векторной величиной (проницаемость) и скалярными (различные типы пористости) характеризуются очень слабыми коэффициентами детерминации или вовсе не имеют значимой связи.

5. Водоудерживающая способность пород-коллекторов имеет наиболее тесную связь с мелкой глинистой фракцией, размерами менее 0.001 мм; более грубые «глинистые» фракции практически не влияют на этот параметр.

6. Наличие крутонаклоненной слоистости (особенно субвертикальной) значительно влияет на проницаемость образцов и слабо – на структуру порового пространства, по этой причине образцы с массивной и слоистой текстурой, обладающие близкой структурой порового пространства, могут попасть в различные классы пород-коллекторов, выделяемых по величине их проницаемости.

7. Комплексирование результатов капиллярометрических исследований и данных по определению относительных фазовых проницаемостей позволило построить зависимость характера насыщения пород-коллекторов различных классов от высоты над уровнем «зеркала» воды.

8. Анализ полученной зависимости показал, что породы-коллекторы, имеющие среднюю и низкую проницаемость, способны отдавать чистую (безводную) нефть до величин текущей водонасыщенности, достигающей 45–50% и даже 60–65%, поэтому этот феномен, установленный первоначально по данным ГИС, полностью подтвержден экспериментально.

9. На основе анализа зависимости между динамической и эффективной пористостью установлено критическое значение эффективной пористости, ниже которого из породы-коллектора невозможно получить подвижную нефть; эта величина $K_{p,\phi}$ близка к 4.7%.

10. Самые плохие коллекторы, входящие в состав рассматриваемых отложений, имеющие в зависимости от их текстуры проницаемость около 1 мД, способны отдавать нефть при величине K_w^* , не превышающей 77%, однако это становится возможным, если высота нефтяной залежи составляет не менее 40–45 м.

11. Даже обладая такой же структурой порового пространства, как у массивных разновидностей, образцы со слоистой текстурой имеют гораздо более высокое фильтрационное сопротивление, которое резко возрастает по мере увеличения степени обводненности добываемой продукции, чем и объясняется значительное уменьшение дебитов скважин по мере роста их обводнения.