

## **ПРИЧИНЫ РАСХОЖДЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ И КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ДЛЯ НЕОКОМСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРОМЫСЛОВЫМИ ДАННЫМИ**

М.Ю. ЗУБКОВ (ООО «Сибгеоцентр»),  
А.И. ЧУЙКО (ОАО «НГК «Славнефть»)

Сопоставление результатов экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по нефти и воде, а также коэффициентов вытеснения ( $K_{\text{выт}}$ ) нефти водой, с промысловыми данными показало, что между ними имеются заметные расхождения, которые требуют объяснения. Наиболее значимые различия экспериментальных и промысловых данных заключаются в том, что по результатам опытов по мере обводнения добываемой продукции должно наблюдаться значительное увеличение фильтрационного сопротивления при вытеснении нефти водой, которого не наблюдается в действительности. Кроме того, несмотря на довольно высокие значения  $K_{\text{выт}}$ , полученные в результате экспериментов, они оказались несколько ниже фактически полученных по результатам разработки. Отмеченные несоответствия лучше всего объясняются при предположении существования в пласте двух типов проницаемости – во-первых, межзерновой, которая присутствует в моделях, используемых в экспериментах и, во-вторых, трещинной, которая наблюдается в образцах керна, но в моделях отсутствует по техническим причинам, связанным с особенностями проведения экспериментов.

Анализ полученных кривых относительных фазовых проницаемостей для моделей пластов БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>9</sub> Аганского и расположенного рядом Западно-Аганского месторождений показал, что они имеют довольно необычный вид (рис. 1 а, б) и несколько отличаются от таковых, полученных для других месторождений Западной Сибири [2, 5].

Необычность обсуждаемых кривых заключается в том, что при текущей обводненности продукции, равной всего 20% насыщенность водой модели пласта изменяется от 62.8 (обр.1631) до 63.5% (обр. 1693), см. рис. 1 а, б. Дальнейший рост обводненности двухфазного водно-нефтяного потока приводит лишь к небольшому увеличению величины текущей водонасыщенности модели (см. рис. 1 а, б). Двухфазная фильтрация прекращается при значении текущей водонасыщенности 68.6-69.6%. Начиная с этого значения текущей водонасыщенности отмечается однофазная фильтрация воды (см. рис. 1. а, б).

Необычное расположение на графике кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде вызвало определенные сомнения в их достоверности. Поскольку для экспериментов использовались пробы нефти и воды, отобранные из одноименных пластов, то оставалось проверить лишь качество керна материала.

С этой целью был отобран керн из «свежей» скважины 810 Аганского месторождения и после стандартной процедуры подготовки образцов к экспериментам [3] на новой модели пласта БВ<sub>8</sub> был проведен эксперимент по определению ОФП, результаты которого оказались очень близкими ранее полученным (рис. 1 в). Таким образом, дело не в керне. Остается предположить, что необычное положение кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде объясняется особенностями физико-химических свойств аганской нефти.

С целью проверки этого предположения была использована нефть из пласта ЮК<sub>10</sub> Талинского месторождения, обладающая очень близкой величиной вязкости в пластовых условиях, что является основным критерием при проведении экспериментов по определению ОФП [3, 5]. Результаты эксперимента, проведенного на модели керна, отобранного из пласта БВ<sub>8</sub> с этой нефтью, разительно отличаются от таковых, полученных в опытах с «родной» нефтью (рис. 1 г). Так, при содержании воды во входном потоке,

равном 20% величина текущей водонасыщенности составляет 40% (в ранее рассмотренных экспериментах она была близка к 63%). Точка равных относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде лежит вблизи значения текущей водонасыщенности, равной 52% (в ранее рассмотренных экспериментах – около 60-67%). Двухфазная фильтрация прекращается при величине текущей водонасыщенности, равной 59.5%, а в предыдущих экспериментах – около 66-70% (см. рис. 1 а-в и г).

Наиболее разительные отличия между рассматриваемыми экспериментами с «родной» (аганской) и «чужой» (талинской) нефтью наблюдаются при сравнении зависимостей фильтрационного сопротивления от объема прокачанной воды и фракционного потока воды от текущей водонасыщенности (функция Баклея-Левретта).

Действительно, если для первых трех моделей (с аганской нефтью) по мере роста объема прокачанной через них воды, наблюдается постоянный рост фильтрационного сопротивления, то для модели с талинской нефтью при 100% обводненности продукта наблюдается небольшое уменьшение величины фильтрационного сопротивления (рис. 2 а). Наиболее интенсивный рост фильтрационного сопротивления наблюдается в самом начале процесса - при прокачке всего 5-10 поровых объемов воды. По мере дальнейшего роста объема прокачиваемой через образец воды фильтрационное сопротивление увеличивается слабо (см. рис. 2 а).

И все же наибольшие различия между экспериментами, проведенными с аганской и талинской нефтью, отмечаются при сравнении фракционного потока воды в зависимости от текущей величины водонасыщенности (рис. 2 б). Действительно, если для первых за период относительно «безводного» потока с долей воды, достигающей 40%, вытесняется порядка 76-90% от всего подвижного объема нефти, то для второго при тех же условиях – всего 53% (см. рис. 2. б). Причем вытеснение основного объема подвижной нефти (для экспериментов с аганской нефтью) происходит при прокачке всего 3-6 поровых объемов воды (см. рис. 2 а). Оставшиеся в модели 10-26% подвижной нефти можно извлечь, прокачав еще 35-40 поровых объемов воды, что с экономической точки зрения, вряд ли целесообразно.

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что из пластов БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>9</sub> Аганского и Западно-Аганского месторождений происходит быстрое и эффективное вытеснение нефти водой, что, скорее всего, объясняется особенностями структуры порового пространства пород-коллекторов рассматриваемых продуктивных отложений, их поверхностным состоянием (степенью гидрофильности или гидрофобности) и специфическими физико-химическими свойствами насыщающей их нефти.

Анализ структуры порового пространства пород-коллекторов этих пластов с использованием покрашенных смолой петрографических шлифов и капилляриметрии (по центрифуге) показал, что они имеют очень близкую структуру порового пространства рис. 3). Основная часть пор и соединяющих их каналов (32.0-38.0%) и в тех и других имеет радиус 13.7-49.0 мкм (см. рис. 3 г). Вторыми по объему являются самые мелкие поры, имеющие радиус менее 0.28 мкм (26.2-29.5%). Заметный вклад в суммарную величину открытой пористости осуществляют поры и каналы, имеющие размеры от 1.75 до 14.7 мкм, суммарный объем которых составляет 23.2-28.6% (см. рис. 3 г).

Основной вклад в фильтрацию осуществляют поры и соединяющие их каналы, имеющие радиус 14.7-49.0 мкм (см. рис. 3 д).

Эффективное вытеснение нефти водой из рассматриваемых пород-коллекторов (о чем в частности свидетельствует положение точки равных относительных фазовых проницаемостей при очень высоких значениях текущей водонасыщенности, см. рис. 1 а-в) может указывать на их сильно гидрофильные свойства. Действительно, результаты по определению смачиваемости пород-коллекторов, входящих в состав пластов БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>9</sub>, показали, что коэффициент смачиваемости (М), определенный по методу Тульбовича, изменяется в пределах от 0.785 до 0.934 и в среднем составляет 0.853. Полученные значения соответствуют очень гидрофильным породам.

Исследование кинетики изменения коэффициента смачиваемости экстрагированного и не экстрагированного керна, отобранного из пласта БВ<sub>8</sub>, показало, что капиллярная пропитка образцов происходит чрезвычайно быстро. Основная часть воды внедряется в образец за первые 10-15 мин. Остальная – в течение приблизительно суток, причем, не экстрагированный образец насыщается водой немного медленнее, чем экстрагированный (рис. 4).

Таким образом, в рассматриваемых породах в силу их высокой смачиваемости путем капиллярной пропитки содержащаяся в них нефть интенсивно вытесняется водой из пор.

Действительно, коэффициент вытеснения нефти водой в рассматриваемых коллекторах по данным экспериментальных работ изменяется от 0.536 до 0.604. Среднее его значение составляет 0.567.

Интересно, что коэффициент вытеснения, определенный путем вытеснения талинской нефти той же водой из одновозрастных пластов-коллекторов (БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>9</sub>) оказался значительно ниже – 0.469-0.490 и в среднем составил 0.480.

Полученные сравнительные данные по определению ОФП и  $K_{\text{выт}}$ , проведенные с «родной» (аганской) и «чужой» (талинской) нефтью показали, что, несмотря на их близкие реологические свойства (практически одинаковую вязкость в пластовых условиях), результаты экспериментов сильно отличаются. Поэтому можно заключить, что для проведения экспериментов по определению ОФП и  $K_{\text{выт}}$  нельзя использовать нефть или ее модель с других месторождений, даже если они являются изовязкими по отношению к нефти с рассматриваемого месторождения, потому что результаты экспериментов с «родной» и «чужой» нефтью могут значительно отличаться.

Сравнение полученных в результате проведенных экспериментов данных об ОФП и  $K_{\text{выт}}$  по пластам БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>9</sub> с результатами их разработки показало, что несмотря на довольно высокие полученные значения  $K_{\text{выт}}$ , они немного ниже, полученных по данным их эксплуатации. Кроме того, как уже отмечалось выше, по мере обводнения добываемой продукции должно отмечаться увеличение фильтрационного сопротивления, чего не наблюдается по результатам разработки (приемистость нагнетательных скважин практически не изменяется). Наблюдаемые несоответствия между результатами экспериментальных исследований и данных разработки требуют объяснения.

Не соответствие данных экспериментального определения ОФП по нефти и воде, а также  $K_{\text{выт}}$  продуктивных отложений пластов БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>9</sub> и результатов их промышленной эксплуатации, заключающихся, в частности, в различиях величин фильтрационного сопротивления, полученных в опытах и определенных по данным разработки, натолкнуло на мысль о том, что кроме межгранулярной проницаемости в рассматриваемых отложениях присутствует трещинная составляющая.

Действительно, эксперименты по определению фазовых проницаемостей по нефти и воде упомянутых продуктивных отложений проводились на моделях пластов, составленных из однородных массивных образцов (цилиндров), обладавших лишь межзерновой пористостью и проницаемостью.

Анализ существующей геолого-геофизической, тектонофизической, сейсмической и аэрокосмической информации убедительно свидетельствует о том, что в осадочном чехле и фундаменте Западно-Сибирской плиты присутствуют трещины. Причем трещины могут быть условно подразделены на несколько категорий по масштабному признаку:

- **региональные** (крупные разломы, получившие название «лениаменты», разбивающие осадочный чехол на блоки, имеющие протяженность в несколько сотен километров);
- **локальные** (трещины и дизъюнктивы, распространенные в пределах месторождений или залежей, имеющие амплитуду смещения вдоль плоскости сместителя от единиц до первых десятков метров и протяженностью в сотни и первые тысячи метров);

- **местные** (трещины, имеющие амплитуду смещения блоков вдоль плоскости сместителя от нескольких миллиметров до первых сантиметров и длиной от первых десятков сантиметров до первых метров);
- **микроскопические**, которые наблюдаются лишь в микроскопе и имеют раскрытость от 10-50 до 100-150 мкм и длину от нескольких миллиметров до первых сантиметров.

Наличие природных (тектогенных) трещин, имеющих различные размеры, несмотря на их, небольшой вклад в емкостные свойства пород (в среднем около 0.2%), оказывает значительное влияние на фильтрационные характеристики продуктивных отложений, увеличивая их проницаемость в десятки, сотни и даже тысячи раз.

К сожалению, существует довольно ограниченный объем работ, проведенных на образцах пород-коллекторов, отобранных в пределах различных месторождений Западной Сибири, в которых проведены количественные измерения трещинной пористости и проницаемости. К таким работам можно отнести исследования Ю.В. Щепеткина, Г.Б. Острога, С.И. Шишигина, выполненные еще в конце 60-х годов [6, 7].

Исследованиями этих авторов установлено наличие **микроскопической** трещиноватости в породах различного литологического состава от песчаников и алевролитов до глин. Микроскопические трещины имеют небольшую протяженность – обычно десятые доли и первые единицы миллиметров, а их ширина или раскрытость составляет 0.08-0.2 мм. Причем проницаемость даже глинистых пород, обладающих микротрещиноватостью, может достигать 120 мД, а алевролитов – до 350-450 мД. По мнению Ю.В. Щепеткина и Г.Б. Острога, эти микротрещины могут сливаться в единую флюидопроводящую систему, о чем, в свою очередь, упоминал Г.Л. Пospelov (1963).

В обобщающей работе С.И. Шишигина, выполненной на основании исследований других авторов (ВНИГРИ, ГрозНИИ, а также зарубежных ученых) выделены два типа трещин, встречающихся в породах-коллекторах: микротрещины, имеющие среднюю ширину зияния около 0.02-0.05 мм и макротрещины, обладающие раскрытостью около 2-5 мм [6]. Им же проведены оценки средней плотности трещин в осадочных породах различных нефтегазоносных бассейнов мира, которая составляет около 40 шт/м. Эти трещины по его данным имеют преимущественно субгоризонтальную ориентировку или расположены субпараллельно слоистости.

Для оценки коэффициента проницаемости идеально-трещиноватой среды в направлении наибольшей плотности трещин им предложена следующая формула:

$$K_{ит} = 85 \cdot 10^3 m_t \delta^2,$$

Где:  $K_{ит}$  – коэффициент проницаемости в мД;  $m_t$  – коэффициент трещинной пористости, в долях единицы;  $\delta$  – средняя ширина зияния трещин в мм.

Расчеты, выполненные этим автором, показали, что в среднем проницаемость пластов за счет трещин (не имеющих преимущественной направленности) увеличивается примерно в 4.5 раза, а их емкость – на 0.85% по сравнению с этими же параметрами пород, обладающих лишь межзерновой емкостью и проницаемостью [6].

Трещины, получившие условное название **местных**, часто фиксируются в керне, поднимаемом из скважин. Причем они имеют преимущественно два вида ориентировки. Первый – субвертикальный, чаще всего отмечающийся в прочных породах, представленных карбонатами и карбонатизированными песчаниками и алевролитами. В случае удачного расположения ствола скважины (пересекающего трещинную зону) такие трещины имеют вертикальную протяженность до метра и более. Керн, отобранный из таких зон, уложенный в ящиках, состоит из двух половинок, распавшихся по субвертикальной трещине или трещинам. Второй тип – субгоризонтальный. Этот тип трещин, вероятно, характеризует зону растяжения, ориентированную субгоризонтально, поэтому она проявляется в виде не одиночной трещины, а системы субпараллельных трещин, по которым керн распадается на плитки, имеющие толщину от 3-5 мм до 2-3 см. Из-за своеобразной морфологии керн из описываемых интервалов получил название

«блинчиковидного». Он довольно часто встречается в продуктивных разрезах, вскрываемых скважинами в пределах различных месторождений (рис. 5). Обычно эти интервалы представлены наименее прочными в механическом отношении песчаниками. В них отмечается минимальное содержание глинистого и тем более, карбонатного, цемента, поэтому они характеризуются максимальными значениями пористости и особенно проницаемости по сравнению с подстилающими и перекрывающими их не трещиноватыми разностями песчаников. Мощность описываемых трещиноватых интервалов, сложенных «блинчиковидными» песчаниками составляет от 5-10 до 40-50 см и более (см. рис. 5). Их суммарная толщина от мощности всего вскрытого песчаного пласта может достигать 10-20% (см. рис. 5). К сожалению, изготовить цилиндры из описываемого типа песчаников и определить их проницаемость невозможно, так как они легко разрушаются в процессе их изготовления из-за низкой прочности и наличия в них субгоризонтальных трещин. Можно лишь предположить, что, в соответствии с предложенной выше С.И. Шишигиным формулой, их проницаемость составит не менее 3-5 Дарси вдоль слоистости.

**Локальные** трещины и зоны, в пределах которых они развиты, подтверждаются гидродинамическими исследованиями, в частности с использованием закачки в скважины трассеров. Такие работы выполнялись в пределах различных месторождений Западной Сибири (Талинское, Южно-Ягунское, Дружное, Лась-Еганское, Поточное, Ватинское, Тюменское, Ново-Молодежное, Гун-Еганское, Ай-Еганское, Мало-Черногорское и др.).

Скорость прохождения закачиваемой воды по ним (по данным А.С. Трофимова, Л.Х. Ибрагимов, А.А. Ситникова [4]) достигает 10-180 м/час, что в 150-2000 раз превышает скорость фильтрации в ненарушенном трещинами массивном гранулярном (песчаном) коллекторе, обладающим лишь межзерновой проницаемостью. Объем каналов, обладающих низким фильтрационным сопротивлением, по данным тех же авторов от одной нагнетательной скважины может достигать 400-2000 м<sup>3</sup>.

Анализ полученных экспериментальных данных по фазовым проницаемостям продуктивных пластов БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>9</sub> показал, что по мере обводнения продукции наблюдается быстрый рост фильтрационного сопротивления (см. рис. 2 а). Причем, если в высоко проницаемых моделях (480-520 мД), это увеличение происходит в 2-5 раз (по сравнению с фильтрационным сопротивлением однофазного нефтяного флюида), при обводнении продукции до 20% и затем по мере дальнейшего роста в продукции воды до 60-80% в 3-15 раз, то в средне проницаемых моделях (200-290 мД) рост фильтрационного сопротивления при обводнении продукции до 20% происходит уже в 5-10 раз по сравнению с однофазным (нефтяным) потоком, а при обводнении до 60-80% - в 12-20 раз (см. рис. 2.а). Для низко проницаемых моделей (30-45 мД) отмечается максимальный рост фильтрационного сопротивления по мере обводнения добываемого продукта. Так при текущей обводненности 20% фильтрационное сопротивление увеличивается в 10-12 раз и по мере дальнейшего роста обводнения до 60-80% фильтрационное сопротивление увеличивается в 20-30 раз.

Следует обратить внимание на тот факт, что величина фильтрационного сопротивления однофазного нефтяного потока через модели пластов, имеющих разную межзерновую проницаемость, меняется следующим образом: для высоко проницаемых моделей она составляет 0.8-1.0 МПа·с/см<sup>3</sup>, для средне проницаемых – 1.5-2.0 МПа·с/см<sup>3</sup> и для низко проницаемых – 15-17 МПа·с/см<sup>3</sup>.

Таким образом, увеличение фильтрационного сопротивления в процессе обводнения добываемой продукции, может остаться не замеченным из-за наличия в продуктивных пластах высокопроницаемых трещиноватых зон, проницаемость которых во много раз превышает таковую в монолитных блоках, обладающих лишь межзерновым типом проницаемости. Действительно, полученное в экспериментах по фазовым проницаемостям увеличение фильтрационного сопротивления по мере обводнения добываемой продукции, происходит в хороших коллекторах максимум в 12-20 раз, а в

плохих – в 20-30 раз, в то время как в трещиноватых интервалах фильтрационное сопротивление в 100-2000 раз ниже, чем в ненарушенных трещинами гранулярных коллекторах. Поэтому закачиваемая в пласт для ППД вода легко перемещается по описанным выше зонам с низким фильтрационным сопротивлением, несмотря на рост такового в монолитных участках коллекторов, по мере их обводнения.

Кроме того, закачиваемая в нагнетательные скважины вода, проникая по трещинам вглубь продуктивного пласта, путем капиллярной пропитки вытесняет нефть из монолитных участков в ближайшую трещинную зону. Скорее всего, именно этим процессом можно объяснить более высокие значения  $K_{\text{выт}}$ , рассчитанные по данным разработки по сравнению с таковыми, определенными экспериментально.

Понятно, что для создания корректной гидродинамической модели необходимой для составления технологической схемы разработки того или иного пласта в пределах залежи или месторождения необходимо знание ориентировки трещин и трещинных зон присутствующих в них. Для этого разработана оригинальная методика на основе комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования [1]. Используя эту методику можно с достаточно высокой степенью достоверности прогнозировать расположение и ориентировку трещин, образующихся в осадочном чехле того или иного месторождения или площади.

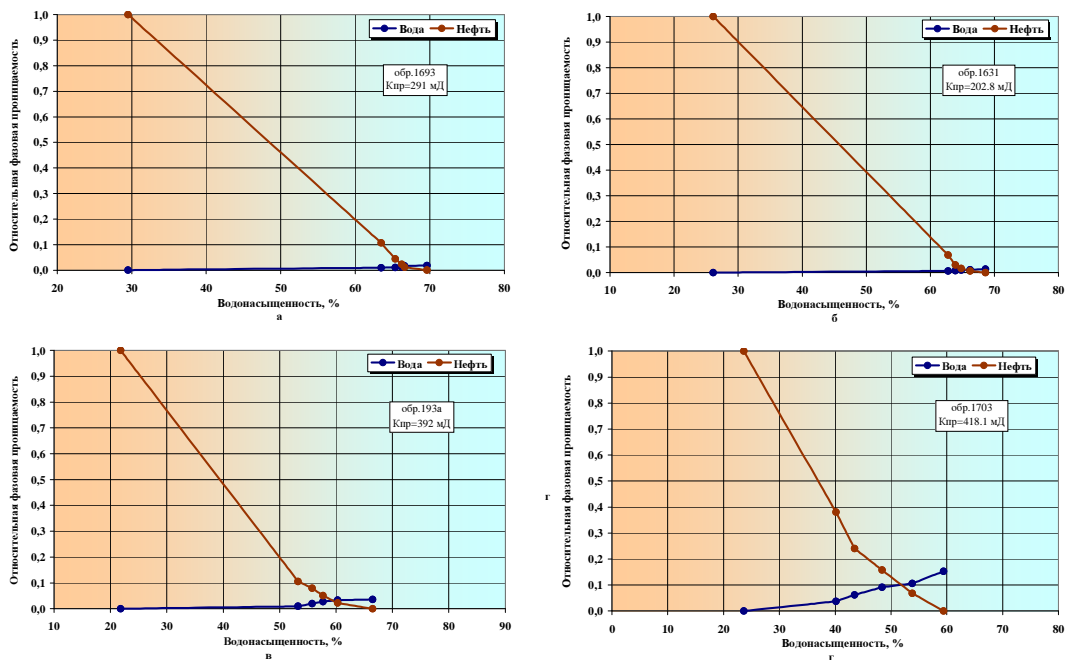
Представляется целесообразным использовать эту методику с целью повышения качества проектных работ по составлению технологических схем разработки месторождений путем рационального размещения нагнетательных и добывающих скважин с учетом прогнозируемых зон тектоногенной трещиноватости.

#### Выводы

1. Из-за особенностей структуры порового пространства пород-коллекторов, входящих в состав пластов БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>9</sub> Аганского месторождения, их поверхностного состояния (высокие гидрофильные свойства), а также специфических физико-химических свойств насыщающей их пластовой нефти они характеризуются необычной формой кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде и довольно высоким коэффициентом вытеснения нефти водой.
2. Несоответствие экспериментально определенных значений ОФП и  $K_{\text{выт}}$  таковым, полученным на основе результатов разработки, объясняется наличием в пласте двух типов проницаемости: во-первых, обусловленной межзерновой емкостью и, во-вторых, трещинной пустотностью.
3. Наличие в пласте субгоризонтальной трещиноватости приводит к значительному увеличению скорости фильтрации закачиваемой в пласт с целью ППД воды по этим трещинам, поэтому, несмотря на рост фильтрационного сопротивления в межзерновом пустотном пространстве коллектора по мере обводнения продукции, не отмечается уменьшения приемистости в нагнетательных скважинах.
4. Проникающая по трещинам вглубь пласта вода путём капиллярной пропитки вытесняет содержащуюся в межзерновом пространстве коллектора нефть в эти трещины и затем выносится в добывающие скважины; вероятно, этим процессом объясняется более высокое значение  $K_{\text{выт}}$  нефти водой, полученного на основе результатов анализа разработки по сравнению с экспериментальными данными.
5. При проведении экспериментов по определению ОФП и  $K_{\text{выт}}$  нефти водой необходимо использовать нефть, отобранную именно из тех продуктивных пластов, по которым производится моделирование; применение нефти с других месторождений, даже если они имеют одинаковые реологические свойства с «родной» нежелательно, так как полученные в этом случае результаты моделирования не будут соответствовать действительности.

## Список литературы

1. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования. Геология нефти и газа. № 11-12. 1999. с. 31-40.
2. Зубков М.Ю., Семенов В.В., Пушин А.В. Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения. Вестник недропользователя. № 9. 2001. с. 42-52.
3. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при стационарной фильтрации.//Отраслевой стандарт Миннефтепрома. ОСТ 39-235-89/Исполнители: Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Юрчак В.П. и др. – М.: Миннефтепром.-1989.-36 с.
4. Трофимов А.С., Ибрагимов Л.Х., Ситников А.А. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления. НТЖ «Нефтепромысловое дело». № 6. 1996. с. 13-18.
5. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа./Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М.-М.: ВНИИОЭНГ.-1988.-56 с.
6. Шишигин С.И. Оценка коллекторских свойств трещиновато-пористых пород Среднего Приобья. Нефть и газ Тюмени. № 3. 1969. с. 8-11.
7. Щепеткин Ю.В., Острый Г.Б. Микротрещиноватость пород мезозойского чехла Западно-Сибирской низменности. М. ВНИИОЭНГ. Геология и геофизика. № 1. 1968. с. 9-13.



**Рис. 1.** Диаграммы относительных фазовых проницаемостей, полученных для моделей пласта БВ<sub>3</sub> (а,в,г) и БВ<sub>9</sub> (б) при использовании "родной" (аганской) и "чужой" (галинской) (г) нефти, Аганское и Западно-Аганское месторождения

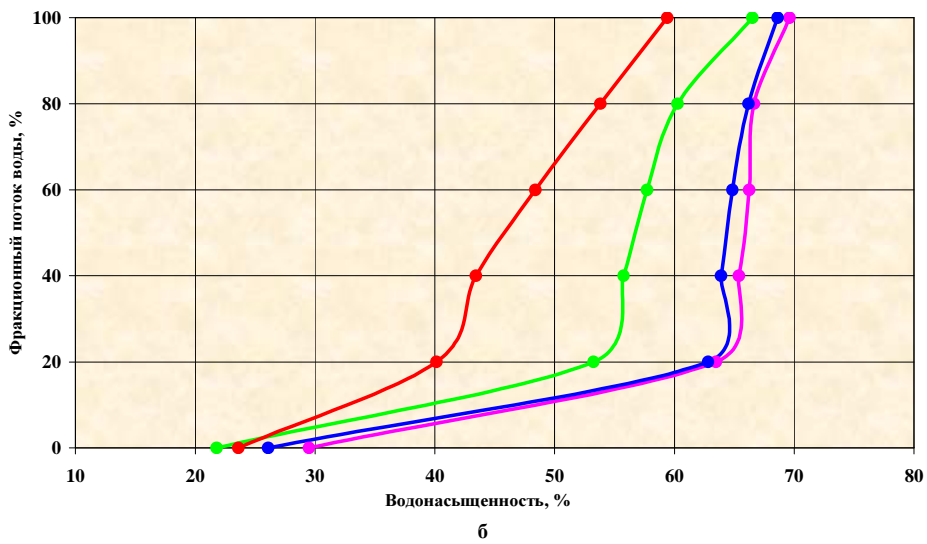
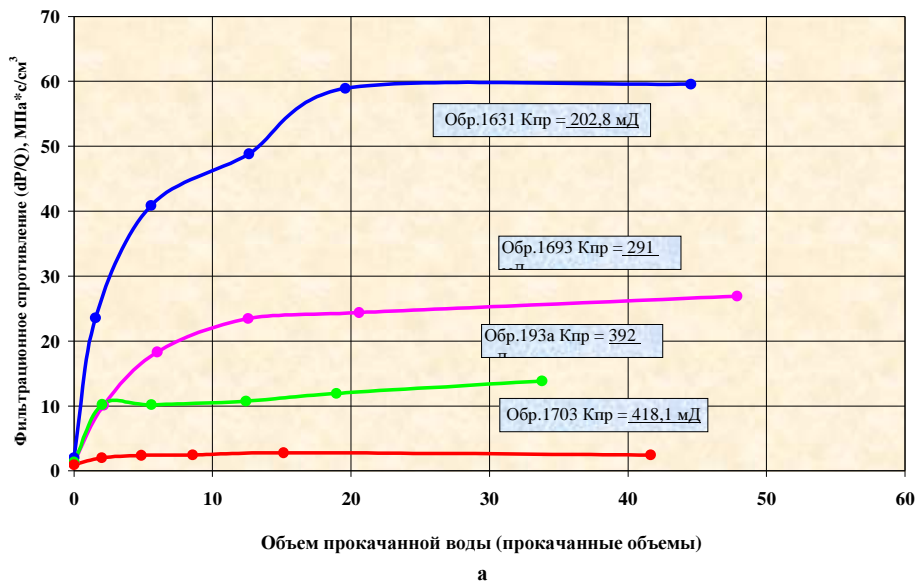


Рис. 2. Зависимость фильтрационного сопротивления от объема прокачанной воды (а) и фракционного потока воды от текущей водонасыщенности (б), полученные для моделей пластов БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>9</sub> Аганского и Западно-Аганского месторождений



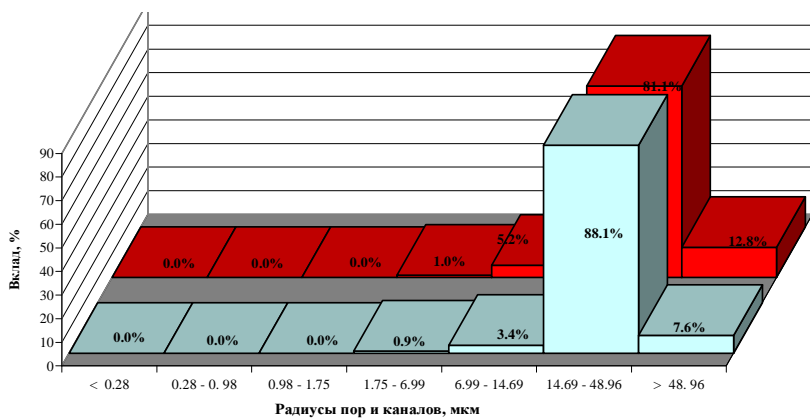
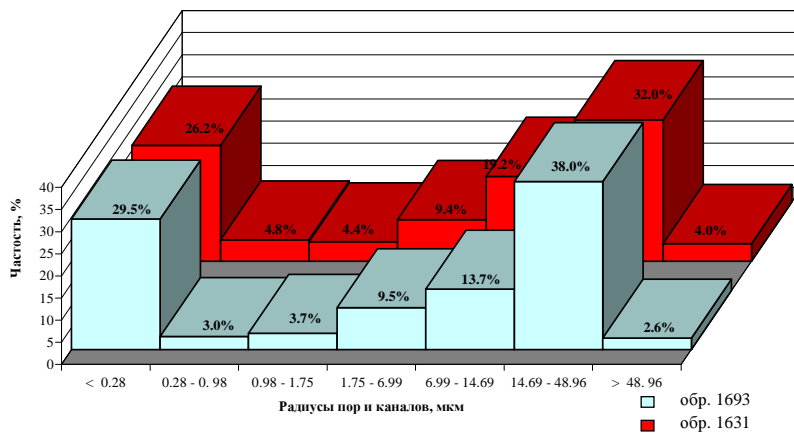
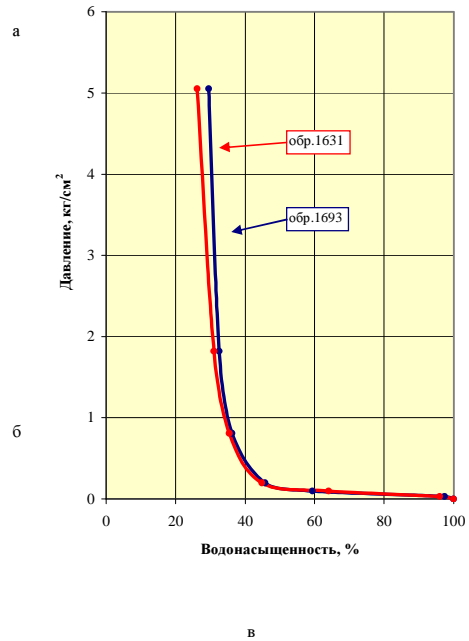
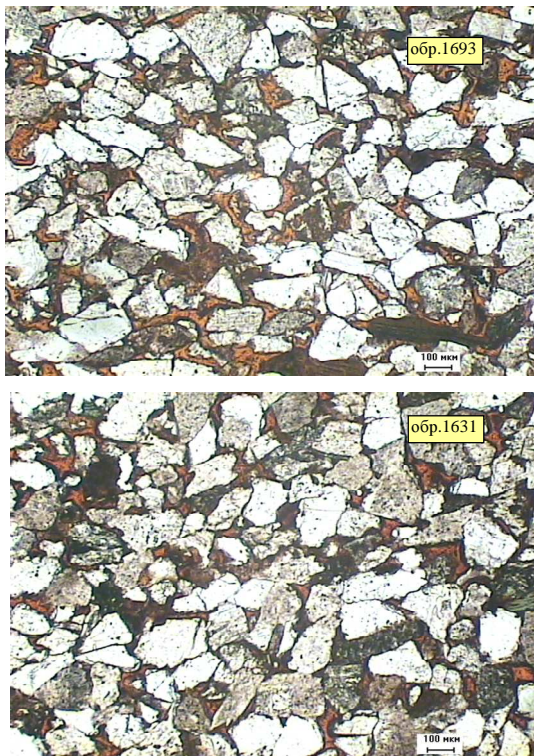
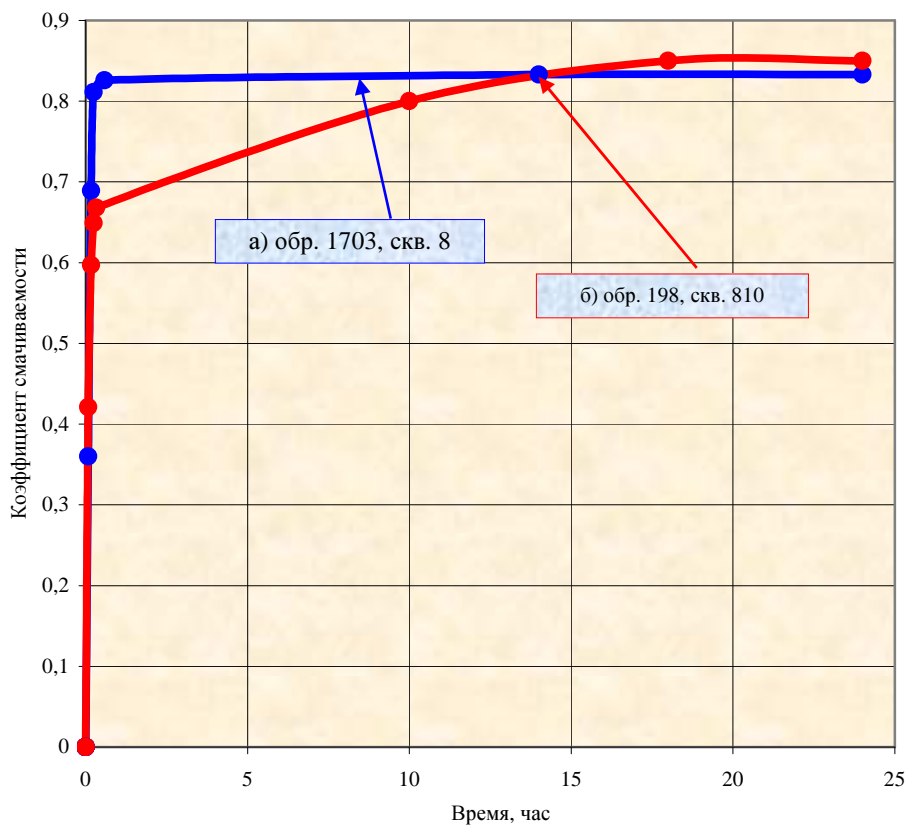


Рис. 3. Фотографии прокрашенных смолой петрографических шлифов (а,б), капиллярных кривых (в), распределение пор и соединяющих их каналов по размерам (г) и вклад пор и каналов в фильтрацию (д). Пласты БВ<sub>3</sub> (обр.1693) и БВ<sub>6</sub> (обр.1631) Западно-Аганское месторождение



**Рис. 4. Кинетика изменения коэффициента смачиваемости экстрагированного (а) и не экстрагированного (б) керна, пласт БВ<sub>8</sub>, Аганское (скв. 810) и Западно-Аганское (скв. 8) месторождения**

