

РОЛЬ ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА В ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 622.276.031.011.433

В.Б. Белозёров, Томский политехнический университет (Томск, РФ)

М.О. Коровин, Томский политехнический университет, korovinmo@hw.tpu.ru

Актуальность работы обусловлена необходимостью рациональной эксплуатации месторождений нефти и газа на основе анализа фациальных условий строения продуктивного резервуара и результатов разработки месторождения на начальном этапе его освоения. Корректировка геологической модели в рамках рассматриваемого этапа с использованием фонда действующих скважин позволяет выработать наиболее рациональные мероприятия по изменению схемы эксплуатации и режима разработки залежи в целях увеличения коэффициента нефтеотдачи. Цель работы – на основе реконструкции фациальной обстановки седиментации нефтеносного коллектора выявить особенности разработки верхнеюрской залежи пласта Ю₁² на начальном этапе ее освоения и скорректировать процесс последующей эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), расположенного в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. В ходе исследования проведена детализация строения разреза пласта Ю₁² и выделены три литолого-стратиграфические пачки, имеющие различные фильтрационно-емкостные характеристики. На основе гранулометрических исследований и текстурного анализа кернового материала определены фациальные обстановки седиментации выделенных литолого-стратиграфических пачек, отражающие последовательность формирования в разрезе надлиторальной, литоральной и sublиторальной зон приливно-отливной равнины. Проведено сопоставление индикаторно-трассерных исследований, построенных схем проницаемости по ГИС и начальных дебитов скважин с фациальными особенностями строения коллектора. Выяснено, что наблюдаемые ортогональные тренды повышенной проницаемости связаны с системой приливно-отливных каналов и мелководных баров приливно-отливной равнины. Как результат на основе фильтрационно-емкостных неоднородностей выделяемых пачек продуктивного пласта и выявленной связи трендов проницаемости с фациальными условиями формирования коллектора предложен вариант корректировки системы поддержания пластового давления для повышения эффективности разработки залежи углеводородов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ТЕКСТУРНЫЙ АНАЛИЗ, ИНДИКАТОРНО-ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.

Условия осадконакопления терригенных коллекторов играют определяющую роль в формировании фильтрационно-емкостной структуры природных резервуаров. Реконструкция фациальной обстановки седиментации нефтеносного песчаного тела позволяет объяснить особенности разработки залежи углеводородов и скорректировать процесс ее последующей эксплуатации. Примером такой связи может служить одно из разрабатываемых НГКМ, расположенное в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Продуктивность на месторождении связана с песчаными отложе-

ниями средней и верхней юры, но основные запасы углеводородов сосредоточены в пластах Ю₁¹ и Ю₁² васюганской свиты.

В соответствии с геологическим строением в основании свиты выделяется угольный пласт У₂, а ее кровля ограничивается морской пачкой глин георгиевской свиты (рис. 1а). По наличию в составе васюганской свиты угольных пластов У₁¹ и У₁² она разделяется на подугольную (пласт Ю₁²), межугольную (пласт Ю₁^м) и надугольную (пласт Ю₁¹) толщи.

Основной нефтегазоносный объект – пласт Ю₁² – имеет сложное строение разреза и по особен-

ностям нефтенасыщения коллектора и конфигурации каротажных диаграмм делится на три песчаные литологические пачки Ю₁^{2а}, Ю₁^{2б1} и Ю₁^{2б2}.

Пачка Ю₁^{2а} характеризуется минимальными значениями гамма-каротажа, индукционного каротажа и максимальными значениями кажущегося сопротивления. В пачке Ю₁^{2б1} отмечается повышение гамма-активности, индукционного каротажа и значительное снижение значений кажущегося сопротивления. Для пачки Ю₁^{2б2} динамика рассматриваемых параметров противоположна динамике показателей пачки Ю₁^{2а}.

Belozеров V.B., Tomsk Polytechnic University (Tomsk, RF)

Korovin M.O., Tomsk Polytechnic University, korovinmo@hw.tpu.ru

Role of facies analysis in the development effectiveness of hydrocarbon deposits

The relevance of the work arises from the need for rational exploitation of oil and gas fields based on the analysis of the facies conditions of the structure of the productive reservoir and the results of field development at the initial stage of its development. The correction of the geological model within the stage under consideration with the use of a fund of operating wells allows us to work out the most rational measures to change the operation scheme and the deposit development regime in order to increase the oil recovery factor. The purpose of the work is to reveal the peculiarities of the development of the Upper Jurassic accumulations in zone Yu_1^2 ($Ю_1^2$) at the initial stage of its development and to correct the process of the subsequent operation of the oil and gas condensate field located in the southeastern part of the West Siberian plate (based on the reconstruction of the facies situation of the sedimentation of the oil reservoir). As part of the study, the details of the subsurface structure of zone Yu_1^2 ($Ю_1^2$), and three lithologic-stratigraphic units with different filtration and capacitance characteristics were distinguished. Based on the granulometric studies and the texture analysis of the core material, the facies sedimentation environment of the selected lithologic-stratigraphic units are determined, which reflect the sequence of formation in the section of the tidal, littoral and sublittoral zones of the tidal plain. The comparison of indicator-tracer studies, permeability schemes constructed using GIS and initial well rates with facies features of the reservoir structure was made. It was found that the observed orthogonal trends of increased permeability are associated with a system of tidal canals and shallow-water bars of the tidal plain. As a result, the variant of adjusting the reservoir pressure maintenance system was proposed to increase the efficiency of the hydrocarbon deposit development. It was based on the filtration-capacitance inhomogeneities of the allocated reservoirs and the revealed connection of the permeability trends with the facies conditions of the formation of the reservoir.

KEY WORDS: FACIES MODEL, PERMEABILITY, TEXTURE, INDICATOR TRACER STUDIES.

Различия геофизической неоднородности пачек отражаются в петрофизических параметрах и характере нефтенасыщения. Так, для верхней пачки значения проницаемости изменяются в пределах от первых десятков до первых сотен, а по ряду скважин – и тысяч мД. Интенсивное свечение в ультрафиолетовом спектре свидетельствует о высокой нефтенасыщенности песчаников. В пачке $Ю_1^{261}$ проницаемость составляет первые единицы и десятки мД, однако в ряде случаев наблюдаются прослои с повышенными коллекторскими свойствами. Для пачки $Ю_1^{261}$ характерно переслаивание песчаников и алевролитов, что отражается в послойном нефтенасыщении отложений. Частое переслаивание песчано-алеврито-глинистых пород характерно для пачки $Ю_1^{262}$, где содержание песчаной фракции крайне ограничено. Проницаемость отложений здесь в основном не превышает 1 мкм², однако отмечаются прослои до 10 мкм² и более.

В соответствии с принципами расчленения верхнеюрского разреза на толщи и пачки была выполнена корреляция отложений верхней юры по фонду эксплуатационных и разведочных скважин северо-восточной части рассматриваемого месторождения (рис. 16).

Проведенное районирование (зональность) рассматриваемой территории по наличию в разрезе выделяемых пачек (рис. 2) показало, что в начальный момент седиментации пачка $Ю_1^{262}$ формировалась в центральных и южных ее частях, где толщина песчаника изменяется от 1 до 8 м. При отложении пачки $Ю_1^{261}$ мощностью от 2 до 9 м в процесс осадконакопления была вовлечена вся изучаемая территория. Область накопления песчаной пачки $Ю_1^{2a}$, толщина которой составляет 3–9 м, не затрагивала юго-восточные части месторождения, где она представлена маломощными глинистыми отложениями.

Для выяснения условия образования выделенных литоло-

гических пачек пласта $Ю_1^2$ был проведен текстурный и granulometricкий анализ.

В соответствии с построенной диаграммой Р. Пассеги формирование пласта $Ю_1^2$ происходило как в условиях потоковых фаций (реки, приливо-отливные каналы, валы), так и в условиях пляжа. При этом в одной и той же скважине различные части разреза пласта могли отлагаться в различных фациальных условиях, что свидетельствует о частой смене обстановок осадконакопления во времени и пространстве. Подтверждает это и динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова, согласно которой формирование пласта в скв. 122 проходило в волновой обстановке на мелководье и золовой переработке речных осадков, а в скв. 113 – в условиях интенсивных вдольбереговых и речных течений и волновых процессов на мелководье. В текстурном отношении (рис. 16) нижняя пачка ($Ю_1^{262}$) сложена тонкозернистым песчано-алеврито-глинистым материалом с линзовидной,

бимодальной слоистостью и интенсивной биотурбацией осадка.

Пачку Ю₁²⁶¹ слагают алеврито-песчаные разности, отмечается массивная, конволютная, параллельная градационная и косяя слоистость, отмечены следы биотурбации отложений. Преимущественно песчаным разностям свойственно наличие прослоев глинистых и алевритовых включений округлой и остроугольной формы, характерных для отложений потоковой фации.

Верхняя пачка (Ю₁^{2a}) в центральном и западном участках представлена переслаиванием средне- и мелкозернистых песчанников с бимодальной и массивной текстурой. В северном и южном направлениях литологические особенности ее строения сопоставимы с пачкой Ю₁²⁶¹.

Учитывая, что согласно гранулометрическим исследованиям формирование пласта Ю₁² происходило в постоянно меняющейся среде потоковых и пляжевых обстановок, наиболее приемлемой седиментационной моделью может служить обстановка приливо-отливной равнины. В соответствии с исследованиями по седиментологии [1] в осадках приливо-отливной равнин и эстуария отмечаются: хорошо выраженная бимодальность направления диагональной слоистости, частое сочетание диагональных слойков большого и малого масштаба как рядом друг с другом, так и в вертикальной последовательности; наличие следов, свидетельствующих о частых местных изменениях условий осадконакопления, наличие перерывов в осадконакоплении, эрозия уже отложенных осадков; наличие полосчатой и линзовидной слоистости и промежуточных текстур; наличие в части осадков следов интенсивной биотурбации. Все перечисленные текстурные признаки характерны для пласта Ю₁².

В морфологическом отношении в пределах приливо-отливной равнины выделяют надлитораль-

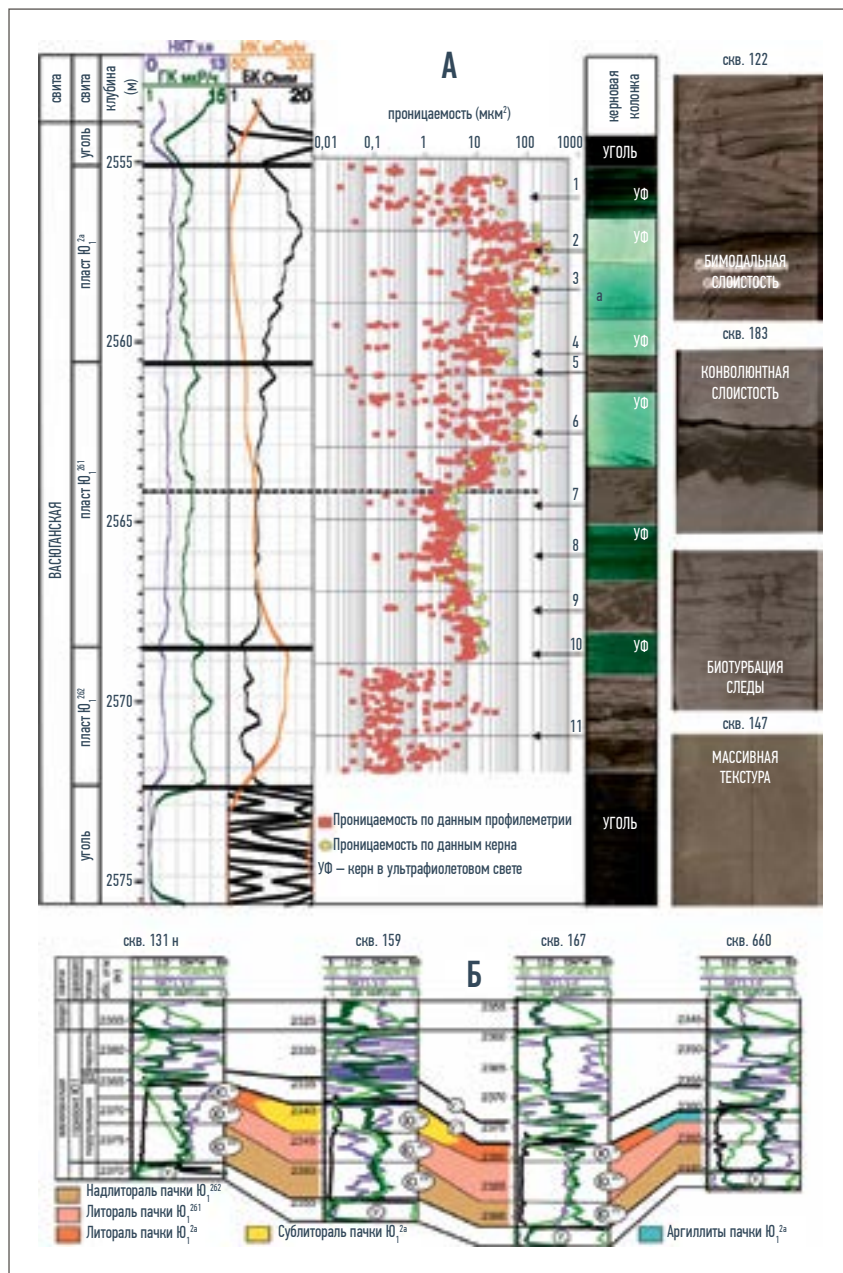


Рис. 1. Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁²: а) в скв. 147; б) схема зональной корреляции отложений васюганской свиты

ную, литоральную и сублиторальную зоны. В надлиторальной зоне, граничащей с континентальной равниной, накапливаются слоистые чередующихся глин и алевритов, в которых слоистость интенсивно нарушена биотурбацией. Это характерно для пачки Ю₁²⁶².

Осадки литоральной зоны (пачка Ю₁²⁶¹) представлены преимущественно переслаиванием глин, алевритов и песков с отчетливой полосчатой, волновой и

линзовидной слоистостью, часто биотурбированной роющимися организмами. Литоральная зона в период отлива дренируется системой русловых промоин (приливо-отливных каналов). Дно каналов заполняется относительно крупнозернистыми песками и многочисленными глинистыми обломками. Значительная переработка осадков происходит в результате латеральной миграции русел.

В сублиторальной зоне (пачка Ю₁^{2а}) присутствует комплекс песчаников приливо-отливных каналов и баров морского мелководья, что формирует преимущественно песчаную провинцию седиментации. Обычной чертой фации каналов является средне- и крупномасштабная косая слоистость, в силу чего в образцах керна они характеризуются массивной текстурой. Для баровых отложений характерны более тонкозернистые пески с плоскопараллельным наслоением. Песчаники имеют высокую степень сортировки.

Реконструируя историю формирования пласта Ю₁², можно отметить, что в процессе келловейской трансгрессии надлиторальная зона приливо-отливной равнины была перекрыта литоральной и далее сублиторальной. При этом фация сублиторали присутствует лишь в центральной и северо-западной частях рассматриваемой территории, что, вероятно, связано с заливообразным погружением палеорельефа, контролирующим морфологическую ложбину морского побережья (рис. 2).

В соответствии с концептуальной седиментационной моделью область развития приливо-отливной равнины тесно связана с положением морского побережья. Ориентировку береговой линии на момент формирования пласта можно спрогнозировать по пространственному развитию составляющих его пачек. Так, отсутствие нижней пачки Ю₁^{2б2} в северной части рассматриваемой площади свидетельствует о наличии в ее пределах гипсометрически приподнятой зоны маршевых болот, в пределах которой формировался угольный пласт У₂. Обратная картина отмечается в развитии песчаной пачки Ю₁^{2а}, которая в юго-восточной части площади представлена глинистыми образованиями, сформированными на границе литорали и континентальной равнины.

Учитывая пространственное положение линий выклинивания

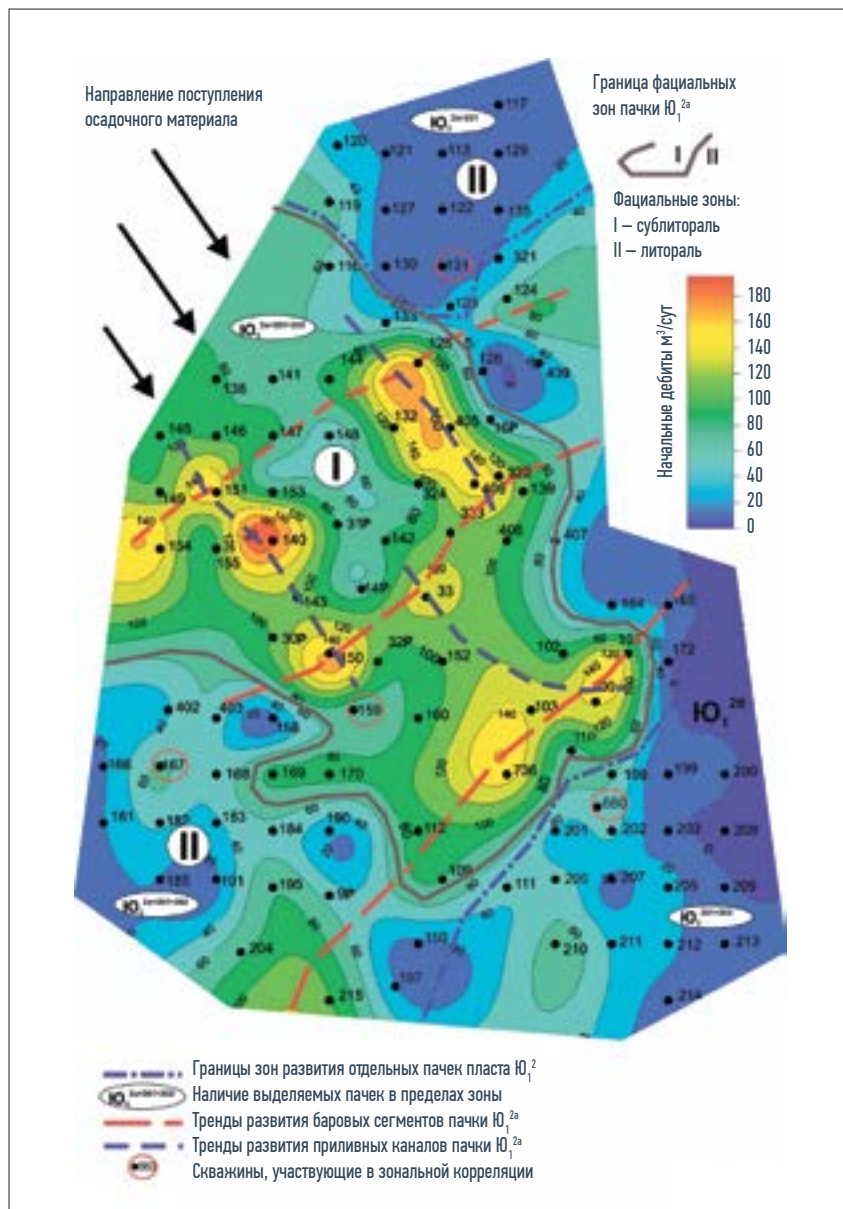


Рис. 2. Карта зональности строения разреза и начальных дебитов нефти пласта Ю₁²

пачек Ю₁^{2а} и Ю₁^{2б2}, можно прогнозировать северо-восточную ориентировку береговой линии моря на время формирования пласта Ю₁². В соответствии с седиментационной моделью приливо-отливных равнин пространственные тренды приливо-отливных каналов должны иметь северо-западную, а мелководные баровые постройки – северо-восточную ориентировку.

Изучение профиля притока жидкости в разрезе пласта Ю₁², проведенное в 22 скважинах, показало, что в 20 скважинах

интервал притока выделяется в верхней пачке Ю₁^{2а}. В трех скважинах равнозначные притоки флюида связаны с верхней и средней пачками. В двух скважинах, расположенных в зоне отсутствия пачки Ю₁^{2а}, приток локализован только в средней пачке, и незначительные притоки жидкости отмечены в пяти скважинах по нижней пачке. Полученные данные свидетельствуют о решающей роли кровельной части пласта Ю₁² в разработке залежи углеводородов. Выполненные в период с декабря 2013 г. по декабрь 2014 г.

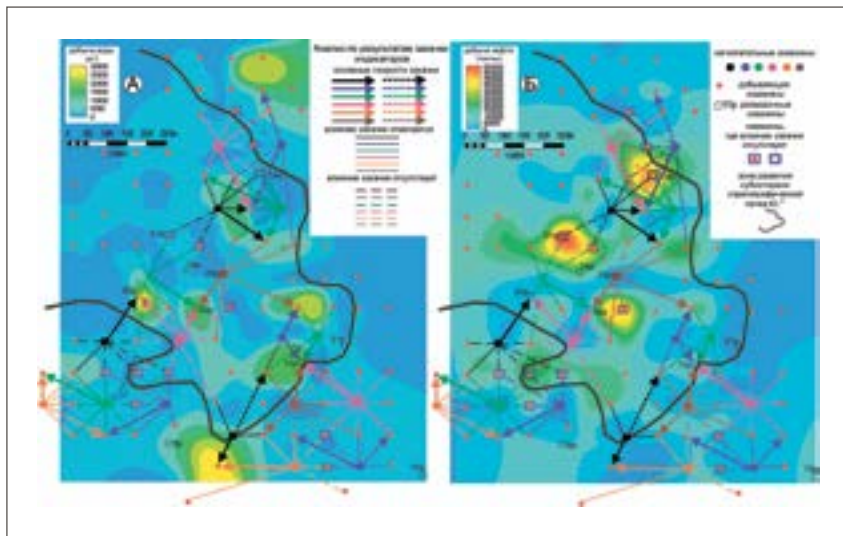


Рис. 3. Трассерные исследования пласта Ю₁² за период 2012–2013 гг.

на месторождении трассерные исследования в нагнетательных и добывающих скважинах выявили два направления преимущественной фильтрации – северо-восточное и северо-западное, что согласуется с пространственным распределением прогнозируемых фациальных обстановок мелководных баровых песчаников на северо-восток и приливо-отливных каналов – на северо-запад (рис. 3). Отмечается три категории взаимодействия скважин: 1-я категория – высокое взаимодействие; 2-я – влияние закачки отмечается, но оно незначительно; 3-я категория – влияние закачки не отмечено. В 1-й категории в большей степени проявляют себя северо-восточные тренды, что связано с повышенными фильтрационными характеристиками мелководных баровых песчаников. Северо-западные тренды, скорее всего, связаны с приливо-отливными каналами, также обладающими относительно высокой проницаемостью.

В ходе исследований отмечался маленький процент «меченой» жидкости, получаемой в наблюдательных скважинах, что ставило под вопрос качество выполненных работ.

Для выяснения причин этого явления были построены карты

отбора воды и нефти за период продвижения трассеров (рис. 3). Анализ карт свидетельствует о том, что в добывающих скважинах 1-й категории, расположенных в сублиторальной зоне, отношение добычи объемов нефти к воде составляет 0,15–0,2, в то время как для скважин 3-й категории оно изменяется в пределах от 40 до 60. В литоральной зоне и переходной от сублиторали к литорали эти параметры, соответственно, изменяются от 0,7 до 6 и от 4 до 11. Исходя из этого, можно сделать вывод, что в зоне развития сублиторали основные объемы закаченных трассеров в скважинах 1-й категории были извлечены до момента проводимых измерений.

Учитывая, что начальные дебиты скважин логичнее сопоставлять с проницаемостью, карта начальных дебитов (рис. 2) должна отражать фильтрационные возможности пачки Ю₁^{2a} как основного продуктивного объекта пласта Ю₁², где также можно выделить тренды баровых построек и приливо-отливных каналов, в целом подтверждающие результаты трассерных исследований.

Для оценки количественных характеристик пространственной неоднородности коллекторских свойств по отдельным пачкам пласта Ю₁² на основе апробиро-

ванной методики [2–4] выполнен векторный анализ направленности изолиний проницаемости. Полученные гистограммы распределения (рис. 4) подтверждают наличие двух взаимно перпендикулярных направлений фильтрации, соответствующих результатам индикаторно-трассерных исследований (рис. 3). При этом отмечается явное преобладание северо-западного тренда проницаемости над юго-западным. Количественные отличия на представленных гистограммах могут быть обусловлены тем, что одной мелководной баровой постройке сублиторали соответствует значительное количество связанных с ней приливо-отливных каналов, дренирующих литоральную зону.

Преимуществом в пространственной ориентировке приливо-отливных каналов наблюдается по всем выделяемым пачкам пласта Ю₁², что может быть учтено при оптимизации процессов разработки залежи.

Фильтрационная структура коллектора пласта Ю₁² и наблюдаемая анизотропия проницаемости пачки Ю₁^{2a} позволяют скорректировать процесс разработки залежи углеводородов. Один из вариантов такой корректировки может заключаться в следующем: в условиях высокой обводненности продукции по трендам повышенной проницаемости рационально проводить циклическую закачку. Остановка нагнетательных скважин позволит добывающим скважинам снизить пластовое давление по пачке Ю₁^{2a} в пределах выделяемых трендов сублиторали, что позволит углеводородам из средней пачки Ю₁²⁶¹ подняться в кровельную часть пласта под действием разности удельного веса «нефть – вода» и сформированной пластовой депрессии. При возобновлении закачки эта нефть будет получена в добывающей скважине. После реализации возможностей циклической закачки добывающие скважины, расположенные в системе выделяемых

трендов (ячеек), можно переводить в нагнетательные, формируя замкнутую систему поддержания пластового давления.

При такой схеме встречный поток закачиваемых вод будет воздействовать на центральную часть ячейки, где ранее воздействие нагнетательных скважин не отмечалось. После реализации этого направления и оценки локализации остаточных запасов целенаправленно можно применять и другие методы увеличения нефтеотдачи.

ВЫВОДЫ

1. Фациальный анализ пласта Ю₁² рассматриваемого НГКМ позволил выделить в его строении три различные по эксплуатационным возможностям литологические пачки и определить зоны их пространственного развития.

2. Установлена фациальная принадлежность выявленных по данным трассерных исследований ортогональных трендов линейной фильтрации пачки Ю₁^{2а} приливо-отливными каналам и барам морского мелководья.

3. Статистическая обработка результатов определения проницаемости по данным ГИС показала наличие пространственных трендов фильтрации в пачках Ю₁²⁶¹ и Ю₁²⁶², аналогичных пачке Ю₁^{2а}.

4. В соответствии с выделенной системой трендов фильтрации рассмотрен вариант корректировки существующей схемы разработки залежи. ■

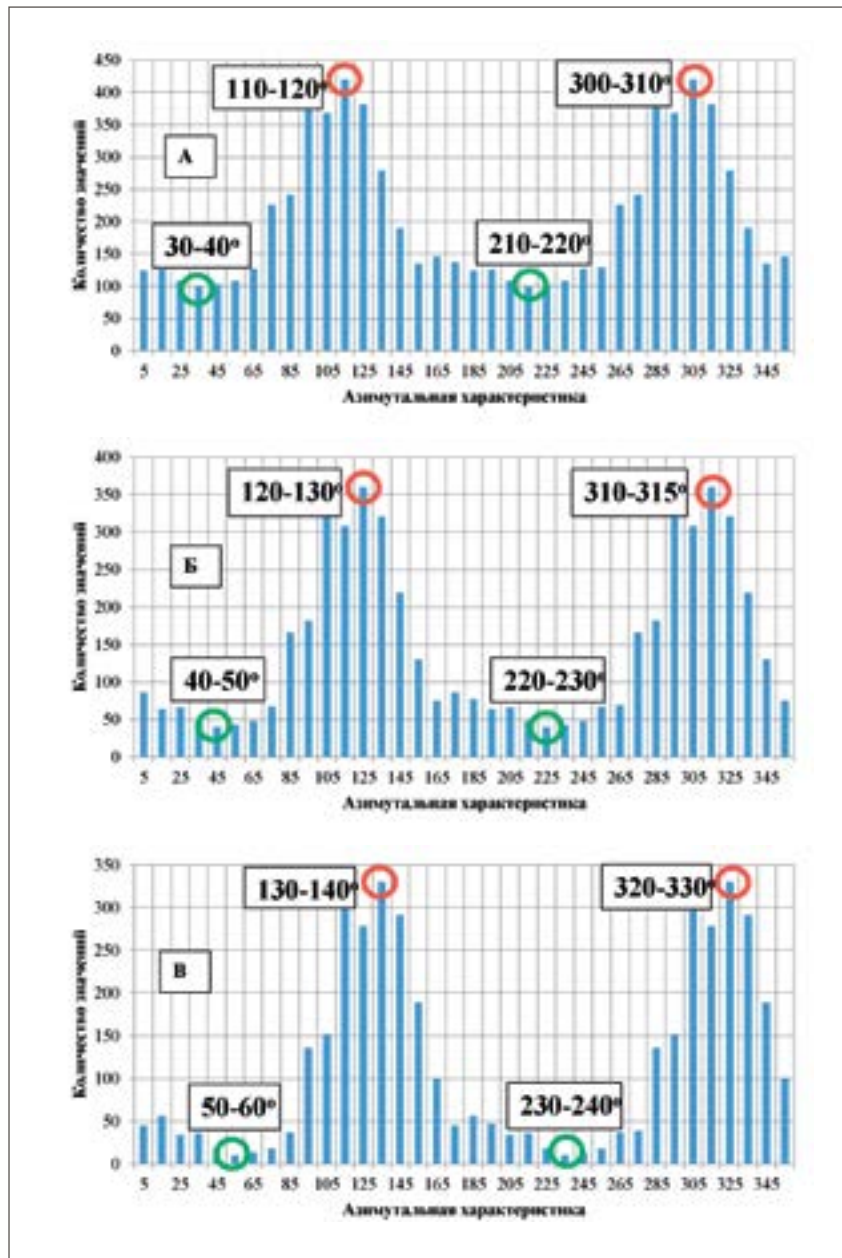


Рис. 4. Гистограмма распределения проницаемости по площади пласта по данным ГИС: а) Ю₁^{2а}; б) Ю₁²⁶¹; в) Ю₁²⁶²

ЛИТЕРАТУРА

1. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановка терригенного осадконакопления / Пер. с англ. М.: Недра, 1981. 438 с.
2. Коровин М.О. Специализированный анализ керн для изучения анизотропии коллекторов нефти и газа // Изв. Томского политех. ун-та. 2014. Т. 324. № 1. С. 87–92.
3. Коровин М.О., Меркулов В.П. Направления фильтрации флюидов на месторождениях нефти юго-восточной части Каймысовского свода // Газовая промышленность. 2014. Спецвып. № 708: Эксплуатация месторождений углеводородов на поздней стадии разработки. С. 90–94.
4. Меркулов В.П., Коровин М.О. Определение количественных параметров фильтрационной анизотропии на основе комплексных данных геофизических и гидродинамических исследований скважин // Нефтепромысловое дело. 2015. № 1. С. 24–30.

REFERENCES

1. Hans-Erich Reineck, Indra Bir Singh. Depositional Sedimentary Environments. Trans. from English. Moscow, Nedra, 1981, 438 pp. (In Russian)
2. Korovin M.O. Specialized Core Analysis for Studying the Anisotropy of Oil and Gas Collectors. Izvestiya Tomskogo Politehnicheskogo Universiteta = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2014, Vol. 324, No. 1, P. 87–92. (In Russian)
3. Korovin M.O., Merkulov V.P. Directions of the Fluids Filtration in the Oil Fields of the South-Eastern Part of the Kaimysovskiy arch. Gazovaya Promyshlennost' = Gas Industry, 2014, Special Issue, No. 708 «Exploitation of hydrocarbon deposits at a late stage of development.» P. 90–94. (In Russian)
4. Merkulov V.P., Korovin M.O. Determination of Quantitative Parameters of Filtration Anisotropy Based on Complex Data of Geophysical and Hydrodynamic Studies of Wells. Neftepromyslovoye delo = Oilfield Engineering, 2015, No. 1, P. 24–30. (In Russian)