

- интерпретацию обстановок осадконакопления по форме кривых радиоактивного каротажа и самопроизвольной поляризации в соответствии с выбранной фациальной группой;
- подбор наиболее оптимальной седиментационной модели из числа выделяемых в изучаемой фациальной группе пород, удовлетворяющей

наблюдаемому пространственному распределению электрофаций по скважинам;

- территориальный прогноз фациальных обстановок, не выявленных ранее бурением, но предполагаемых в соответствии с выбранной седиментационной моделью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановка терригенного осадконакопления. Пер. с англ. — М.: Недра, 1981. — 438 с.
2. Глестер Р.П., Нельсон Х.У. Роль гранулометрического анализа в определении фаций. Пер. с англ. — М.: Всесоюзный центр перевода, 1976. — № Ц-88456. — 82 с.
3. Конибир Ч.Э.Б. Палеоморфология нефтегазовых песчаных тел. Пер. с англ. — М.: Недра, 1979. — 255 с.
4. Хобсон Г.А. Достижения в нефтяной геологии. Пер. с англ. — М.: Недра, 1980. — 234 с.
5. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. Пер. с англ. — М.: Недра, 1989. — 93 с.
6. Рединг Х. Обстановка осадконакопления и фации. — М.: Мир, 1990. — Т. 1. — 350 с.
7. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. — Л.: Недра, 1984. — 259 с.
8. Топычанова Е.Б., Ермакова С.А., Зорькина О.А. Особенности геологического строения и условий формирования неоконских отложений на Западе Сургутского свода // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 8. — С. 18–20.
9. Крупин А. А. Анализ развития палеорусловых отложений в юрских горизонтах месторождения Каламкас // Нефть. Газ. Новация. — 2010. — № 10. — С. 60–71.
10. Попов И.В. Загадки речного русла. — Л.: Гидрометеиздат, 1977. — С. 99–103.

Поступила 20.01.2001 г.

УДК 553.98

ВЛИЯНИЕ ФАЦИАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.Б. Белозёров

Томский политехнический университет
E-mail: BelozeroVB@hw.tpu.ru

Проведён анализ фильтрационно-емкостной неоднородности песчаных коллекторов с позиции условий их образования. В зависимости от фациальной принадлежности песчанников, выделены фациальная, макрослоистая (гранулометрическая), слоистая (текстурная) и микрослоистая фильтрационно-емкостные неоднородности. Показано участие рассматриваемой совокупности фильтрационно-емкостных неоднородностей коллектора в построении его геологической модели и особенностях разработки залежей нефти и газа. Проведена качественная оценка эффективности существующих методов разработки для каждой из выделенных неоднородностей.

Ключевые слова:

Фация, слоистость, анизотропия, проницаемость, пористость, нефть, газ.

Key words:

Facies, cleavage, anisotropy, permeability, porosity, oil, gas.

Внедрение в нефтегазовую геологию новых технологий, затрагивающих как добычу углеводородного сырья (гидравлический разрыв пласта (ГРП), бурение горизонтальных скважин), так и математическое моделирование процесса разработки залежи, позволяет использовать фильтрационно-емкостную неоднородность пласта в повышении эффективности эксплуатации месторождений нефти и газа [1, 2].

Учитывая, что эффективность эксплуатации связана с реализацией определённой технологической схемы разработки залежи в соответствии с построенной геологической моделью пласта,

предлагается новый подход оценки фильтрационно-емкостной матрицы коллектора. В его основу положены литолого-седиментационные характеристики терригенного пласта, базирующиеся на четырёх типах его фильтрационно-емкостной неоднородности.

Первый тип связан с фациальной неоднородностью формирования коллектора, в результате чего песчаный пласт рассматривается не как единое целое, а как геологическое тело, изменчивое по латерали в соответствии с конкретными обстановками осадконакопления (рис. 1, а). Для каждой из обстановок характерны свои закономерности распреде-

ления толщин коллектора и зависимости значений пористости и проницаемости (рис. 1). Кроме того, как показывают проведённые исследования [3], границам фациальной неоднородности свойственно наличие непроницаемых разделов (фронталь-

ных экранов), представленных незначительными по толщине прослоями аргиллитов и карбонатизированных песчаников, которые могут разобщать нефтяное поле месторождения на ряд самостоятельных залежей.

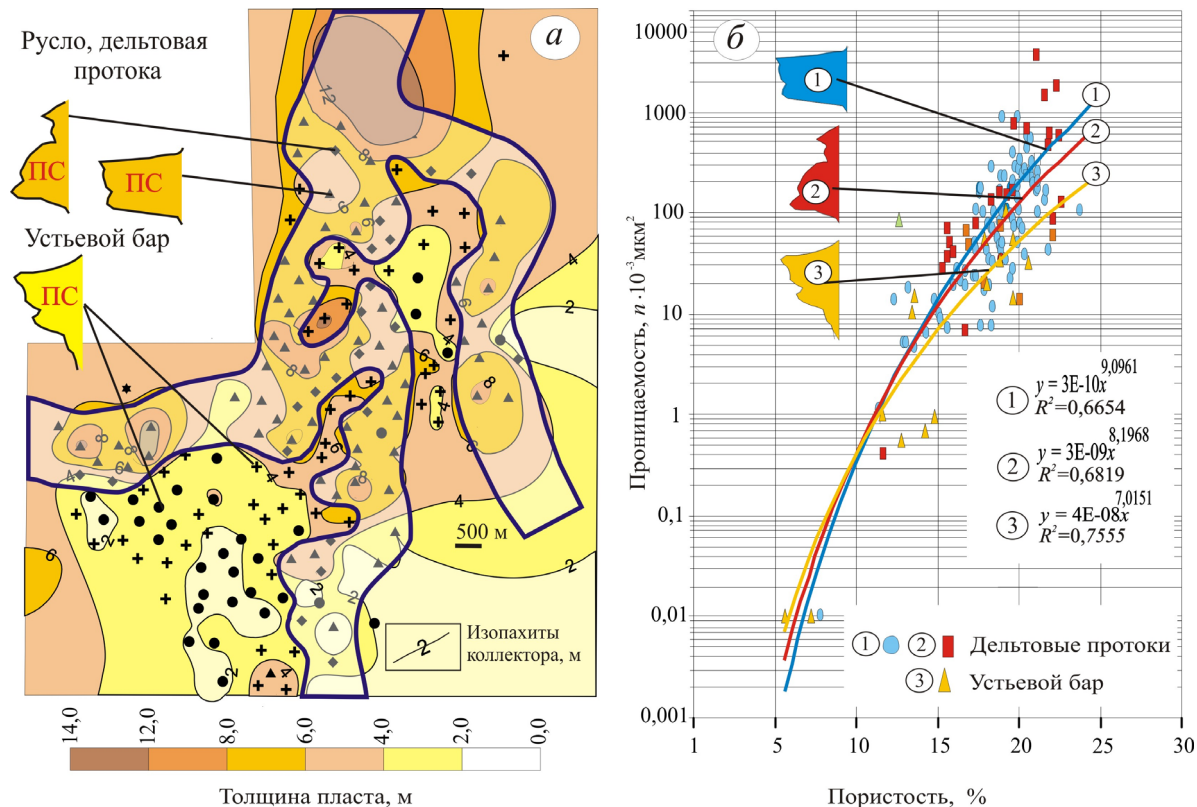


Рис. 1. Фациальная (а) фильтрационно-емкостная (б) неоднородности пласта Ю² Малореченского месторождения нефти (Томская область)

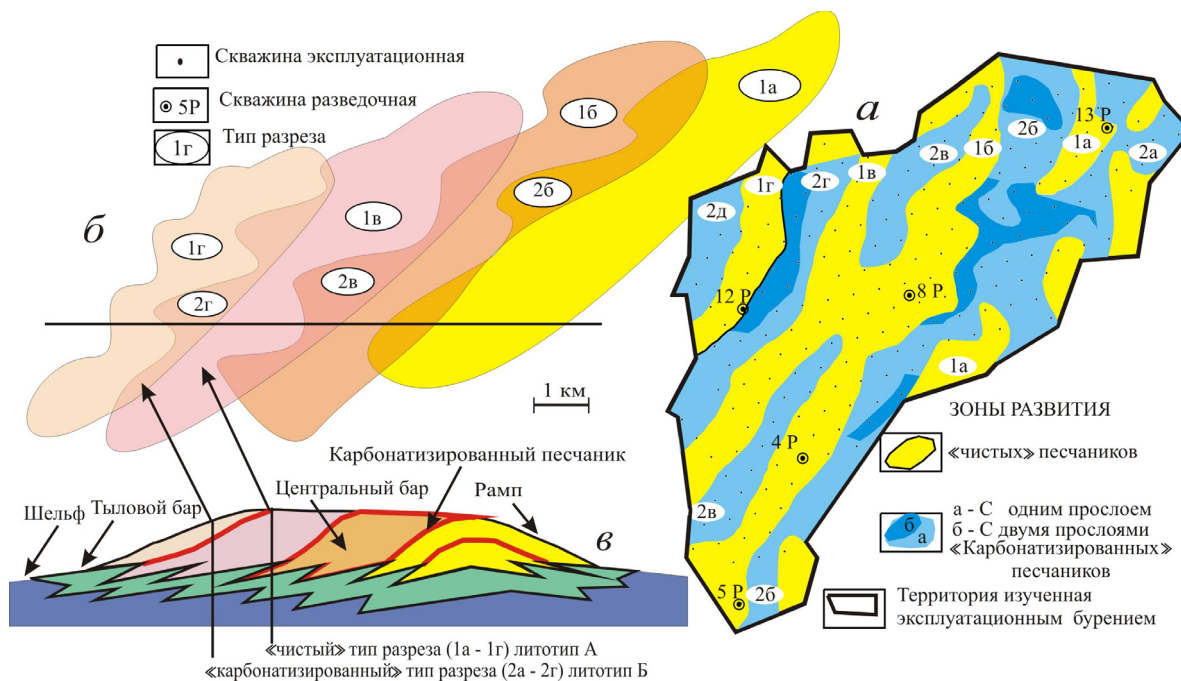


Рис. 2. Седиментационная модель (бар дальней зоны) пласта Ю² Игольского месторождения нефти

Наглядным примером влияния первого типа неоднородности на процессы эксплуатации залежей углеводородов может служить история разработки пласта Ю² Игольско-Талового месторождения нефти (Томская область), где продуктивный песчаный пласт представлен баром дальней зоны [4]. В соответствии с седиментационной моделью, формирование баровой постройки происходило в результате последовательного бокового наращивания песчаного тела в западном направлении (рис. 2, а, в). По плоскостям наложения разновозрастных песчаных тел, представленных прослоями с большим содержанием обломков раковин, на стадии диагенеза и катагенеза активно развивались вторичные процессы карбонизации, что по-

зволяет выделить в строении продуктивного пласта однородные разрезы – литотип А, и разрезы, осложнённые карбонатизированными песчаными прослоями – литотип Б (рис. 2, в).

Согласно принятой седиментационной модели, эти карбонатизированные песчаные прослои расчленяют баровую постройку на ряд самостоятельных в гидродинамическом отношении линз. Графики зависимости пористости и проницаемости, построенные для отдельных сегментов баровой постройки, свидетельствуют о различии их коллекторских свойств (рис. 3, б). Обусловлено это особенностями волнового режима и различной степенью сортировки обломочного материала в период формирования отдельных частей баровой постройки.

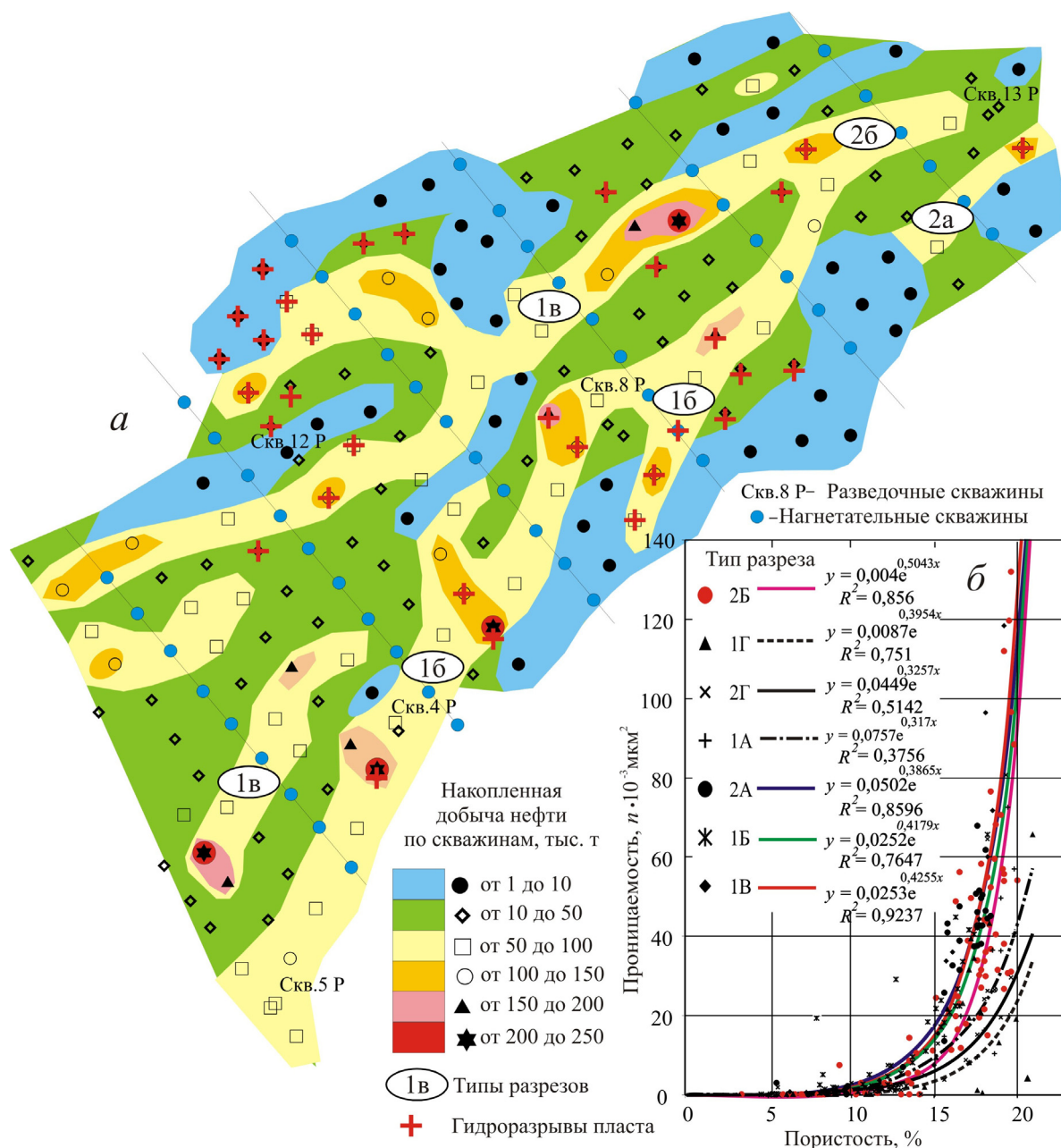


Рис. 3. Карта накопленной добычи нефти (а) и графики зависимости пористости и проницаемости по типам разрезов (б) пласта Ю² Игольско-Талового месторождения

Карта накопленной добычи, при общей обводнённости продукции рассматриваемой части месторождения более 90 %, свидетельствует о влиянии пространственной ориентировки сегментов баровой постройки и их коллекторских свойств на объёмы отобранной в эксплуатационных скважинах нефти (рис. 3, а).

Наиболее значительная добыча нефти отмечается по типам разреза 1б, 1в, и отчасти 2а и 2б, где песчаники обладают высокими коллекторскими свойствами (рис. 3, б). В целом, в области развития литотипа Б наличие наклонно залегающих прослоев карбонатизированных песчаников в структуре коллектора затрудняет передачу давления закачки от нагнетательных скважин к добывающим, что отражается в низкой производительности последних. В ряде случаев проведённые гидроразрывы пласта по данному литотипу разреза нарушают существующую гидродинамическую изоляцию и значительно повышают динамику добычи нефти в эксплуатационных скважинах. Однако в подавляющем большинстве желаемый результат после проведения гидроразрыва пласта отсутствует, что, вероятно, обусловлено неоптимальной пространственной ориентировкой трещины ГРП.

Как показывает опыт эксплуатации юго-западной части Игольского месторождения, массовое проведение гидроразрыва пласта до ввода скважин в эксплуатацию и последующая комбинированная, а не принятая технологической схемой трёхрядная блочная схема заводнения существенно по-

высили эффективность разработки залежи. Аналогичные результаты получены и при бурении горизонтальных скважин, направленных в крест простирания карбонатизированных песчаных прослоев в пределах Таловой площади.

Второй тип фильтрационно-емкостной макroneоднородности характеризуется определённым трендом изменения гранулометрического состава пород по разрезу пласта, зависящим от условий его формирования (рис. 4). Для песчаных тел фациальных обстановок, имеющих цилиндрическую форму кривой самопроизвольной поляризации – ПС (приливно-отливной вал, канал, дельтовый рукав), изменения значений пористости и проницаемости по разрезу незначительны.

Для трансгрессивных и регрессивных прибрежно-морских песчаников, баров, осадков руслового вала, для которых характерны колоколовидная и воронковидная формы диаграммы ПС, эти различия могут выражаться в направленном изменении гранулометрии, содержании цемента и, как следствие, пористости и проницаемости по разрезу от подошвы к кровле пласта (рис. 4). Фильтрационно-емкостная макroneоднородность контролирует интервал притока углеводородов в объёме коллектора и охват залежи по разрезу в процессе её разработки.

Третий тип – слоистая фильтрационно-емкостная неоднородность пласта. Связана она с текстурными особенностями породы и отражает характер изменения слоистости в объёме коллектора.

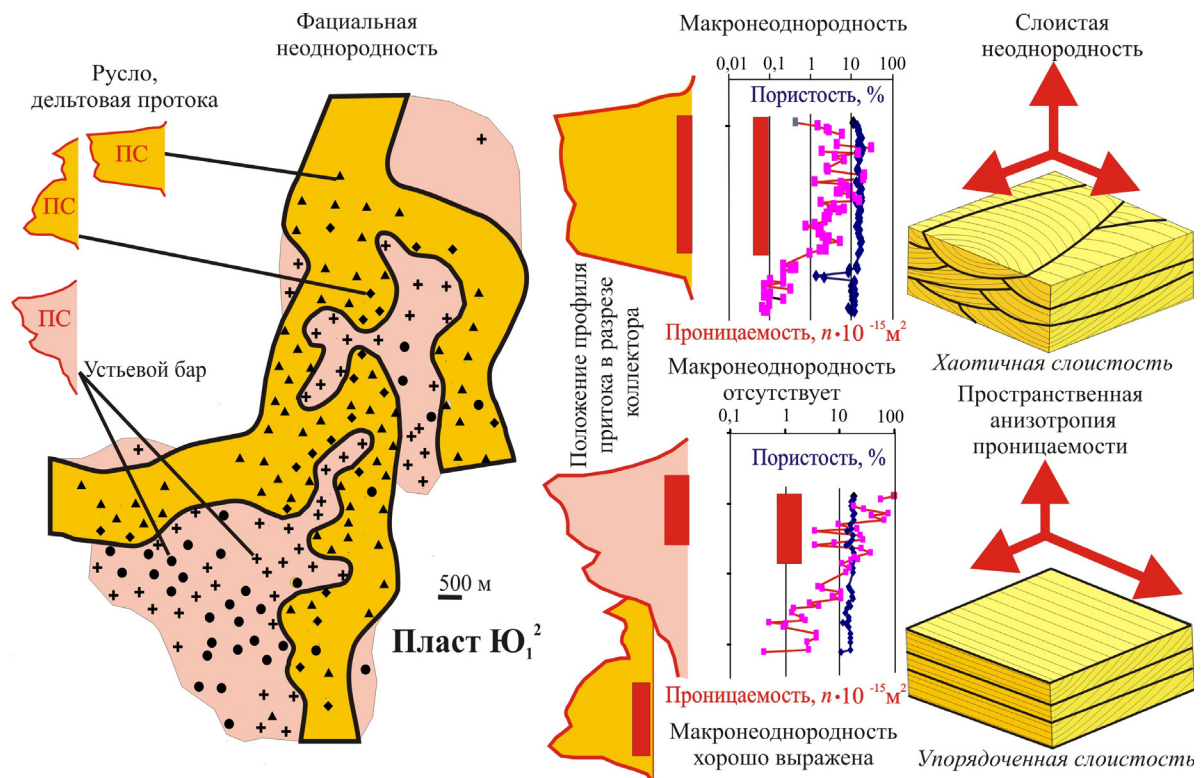


Рис. 4. Характеристика макroneоднородности и слоистой неоднородности коллекторских свойств пласта Ю₁² Малореченского месторождения

Слоистая неоднородность предопределяет пространственную анизотропию фильтрации терригенного резервуара и контролирует «охват» залежи нефти по площади при её разработке.

Учитывая типы косослоистых текстур и особенности их пространственного развития в различных обстановках осадконакопления [5], все множество фаций по морфологии слоистой неоднородности песчаников можно разделить на две больших группы — *упорядоченнослоистую* и *хаотичнослоистую* (рис. 4).

Для первой (упорядоченной) группы, куда отнесена слоистость волновой ряби и ряби течений, свойственна хорошая выдержанность прослоев в одном направлении и частое их чередование в перпендикулярном. Для хаотичнослоистых коллекторов, для которых характерна луноподобная, волнистая и лингоидная рябь, выдержанность прослоев в каком-либо направлении отсутствует. В коллекторах с упорядоченной косой слоистостью движение углеводородов вдоль простирания слоистости будет проходить значительно быстрее, чем поперек (рис. 5, а).

Как показывает анализ разработки пласта Ю₁² Вахского месторождения (рис. 5, б), среднегодовая

накопленная добыча нефти при равных значениях параметра Kh (произведение средней проницаемости коллектора на его эффективную толщину) в песчаниках с упорядоченнослоистой текстурой (устьевой бар) значительно выше, чем в коллекторах с хаотичной слоистостью (дельтовый канал).

Обусловлено это тем, что в баровых песчаниках осуществляется постоянный приток углеводородов в скважину из дальней зоны коллектора вдоль простирания слоистости (рис. 5, а), и эффективно осуществляется передача давления от нагнетательных к добывающим скважинам. В русловых песчаниках, в связи с хаотичной слоистостью отложений, работает лишь призабойная зона пласта и продвижение фронта закачки к добывающим скважинам затруднено. Гидроразрывы пласта, проведенные в песчаниках русловых фаций, значительно улучшают их эксплуатационные возможности, формируя линейные зоны повышенной проницаемости и подключая к разработке новые, ещё неотработанные участки хаотично слоистого коллектора (рис. 5, б). В то же время, приведенная на рис. 5, б, гистограмма указывает на опережающее обводнение баровых песчаников относительно коллекторов руслового генезиса. Это можно связывать

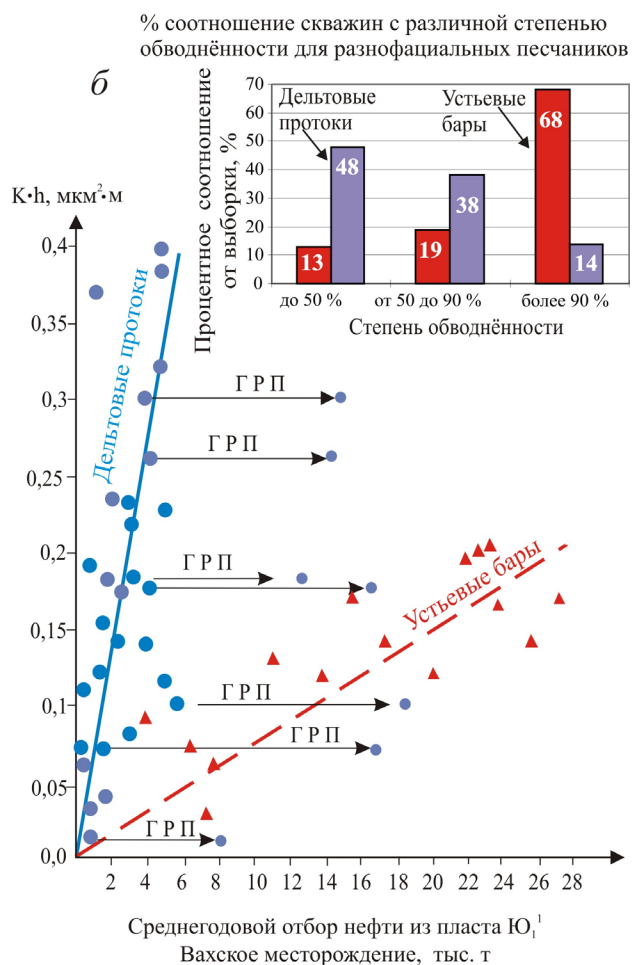
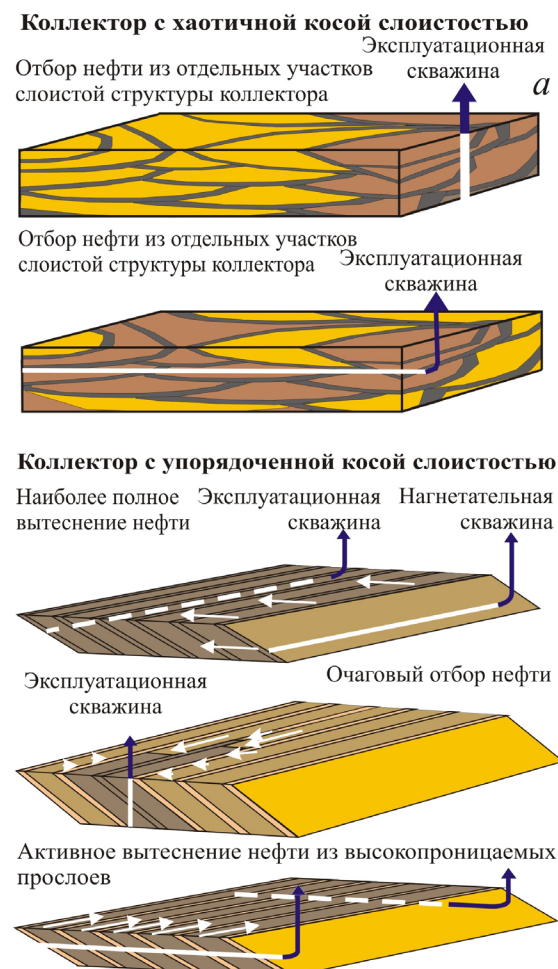


Рис. 5. Характеристика притока нефти в песчаниках с различным типом слоистости (а) и особенности их разработки (б) на примере пласта Ю₁² Вахского месторождения слоистостью эти движения будут изотропны

с различиями в фильтрационно-емкостной макroneоднородности строения рассматриваемых фациальных образований.

В баровых песчаниках, для которых характерно улучшение коллекторских свойств в кровле пласта, происходит интенсивное продвижение ограниченных объёмов нефти по относительно маломощной зоне высокопроницаемого коллектора, после чего наступает обводнение скважины. В русловых песчаниках фильтрационно-емкостные характеристики пласта по разрезу однородны, и приток нефти осуществляется по всей его толщине. Рассматривая коллектора хаотичной и упорядоченной слоистости с позиции возможного потенциала добычи из них углеводородного сырья, следует отметить, что отсутствие пространственной анизотропии и макroneоднородности фильтрационно-емкостных характеристик в хаотичнослоистых песчаниках позволяет достигать в них большего коэффициента извлечения нефти при более низких темпах отбора.

Эффективность эксплуатации упорядоченнослоистых коллекторов зависит от выбранной технологической схемы разработки. Избирательно упорядоченная слоистость реагирует на систему расположения нагнетательных скважин, бурение горизонтальных скважин, гидроразрывы пласта. Так, в макroneоднородных коллекторах с упорядоченной слоистостью проницаемость вдоль простирания косослоистой серии выше, чем в направлении падения слоёв, в то время как коэффициент вытеснения нефти более значителен при формировании фронта закачки по падению косослоистой серии, чем перпендикулярно к ней (рис. 5, а).

Обусловлено это тем, что при формировании фронта закачки по падению слоистости вытеснение нефти происходит последовательно как из хорошо, так и слабопроницаемых прослоев коллектора. При втором варианте (фронт закачки по простиранию слоистой текстуры) в первую очередь интенсивно вырабатываются высокопроницаемые прослои коллектора, по которым в дальнейшем происходит обводнение. Связывая тип (упорядоченная и хаотичная) и масштабы развития макрослоистой и слоистой фильтрационно-емкостной неоднородности в межскважинном пространстве, следует отметить, что именно они контролируют коэффициенты «охвата» залежи по площади и в разрезе, являясь основным резервом повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа в терригенных коллекторах.

Как показывают результаты эксплуатации барового песчаника Ю³ Крапивинского месторождения [6], для упорядоченных коллекторов с уменьшением гранулометрии песчаников от кровли к подошве пласта при пятиточечной системе разработки, наиболее эффективна циклическая закачка в нагнетательных скважинах, которая позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти по простиранию слоистой текстуры.

Примером влияния слоистой неоднородности на коэффициенты нефтеотдачи по различным на-

правлениям в упорядоченнослоистом песчанике может служить анализ результатов разработки по скважинам 102, 124, 357 и 381 центральной залежи Крапивинского месторождения, имеющих близкие характеристики гидропроводности продуктивного пласта Ю³ (рис. 6, а). Скважины 102 и 124 введены в эксплуатацию в 1999 г. Среднесуточные дебиты нефти по скважинам в 1999 г. составили 20...30 т, в 2001 г. — 30...60 т и 2002 — 60...120 т (рис. 6, а). В 2003 г. были пробурены эксплуатационные скважины 357 (январь 2003 г.), 381 (март 2003 г.) и нагнетательная скважина 358 (январь 2003 г.).

Рассматривая результаты эксплуатации за период с 1999 по 2008 гг., можно отметить, что наиболее значительное влияние от закачки воды нагнетательной скважины 358 отмечается по добывающим скважинам 357 и 381, расположенным с ней на одной линии тренда повышенной проницаемости (рис. 6, б). Связано это с северо-восточным простиранием упорядоченнослоистой текстуры коллектора. На январь 2008 г., при общей обводнённости продукции рассматриваемых скважин более 90 %, суммарная добыча нефти соответственно составила 127,9 и 132,4 тыс. т, в то время как по скважинам 102 и 124 этот показатель достиг 266,9 и 214 тыс. т (рис. 6, в). Высокие отборы нефти в скважинах 102 и 124 обусловлены ориентировкой падения пластовой слоистости коллектора в северо-западном направлении, что с учётом его макroneоднородности (снижение коллекторских свойств в подошве пласта) обеспечивает поршневое вытеснение нефти как из низко-, так и высокопроницаемых прослоев. Для более полного извлечения нефти из скважин с большой обводнёностью продукции и значительными остаточными запасами углеводородов (скв. 381 и 357) необходимо изменить существующие фильтрационные потоки. Наиболее целесообразно организовать рядный фронт заводнения в северо-западном направлении по падению слоистой текстуры.

Четвёртый тип — микрослоистая неоднородность, которая связана с направленной ориентировкой зерновой матрицы коллектора и обусловлена гидродинамическими особенностями формирования песчаников. Как следует из рис. 7, при равных значениях пористости проницаемость вдоль удлинения зёрен в два раза превышает проницаемость в перпендикулярном направлении, что контролируется соотношением поровых каналов разного диаметра по рассматриваемым направлениям фильтрации. По направлению А преобладают поровые каналы размером 10,4 мкм (44 %), а по направлению Б — 7,4 мкм (57 %).

Как следует из вышеизложенного, для эффективной разработки залежей нефти в терригенных коллекторах необходимо учитывать всю совокупность выделенных типов фильтрационно-емкостной неоднородности коллектора. Фациальная принадлежность терригенного коллектора предопределяет его макрослоистую, слоистую и микро-

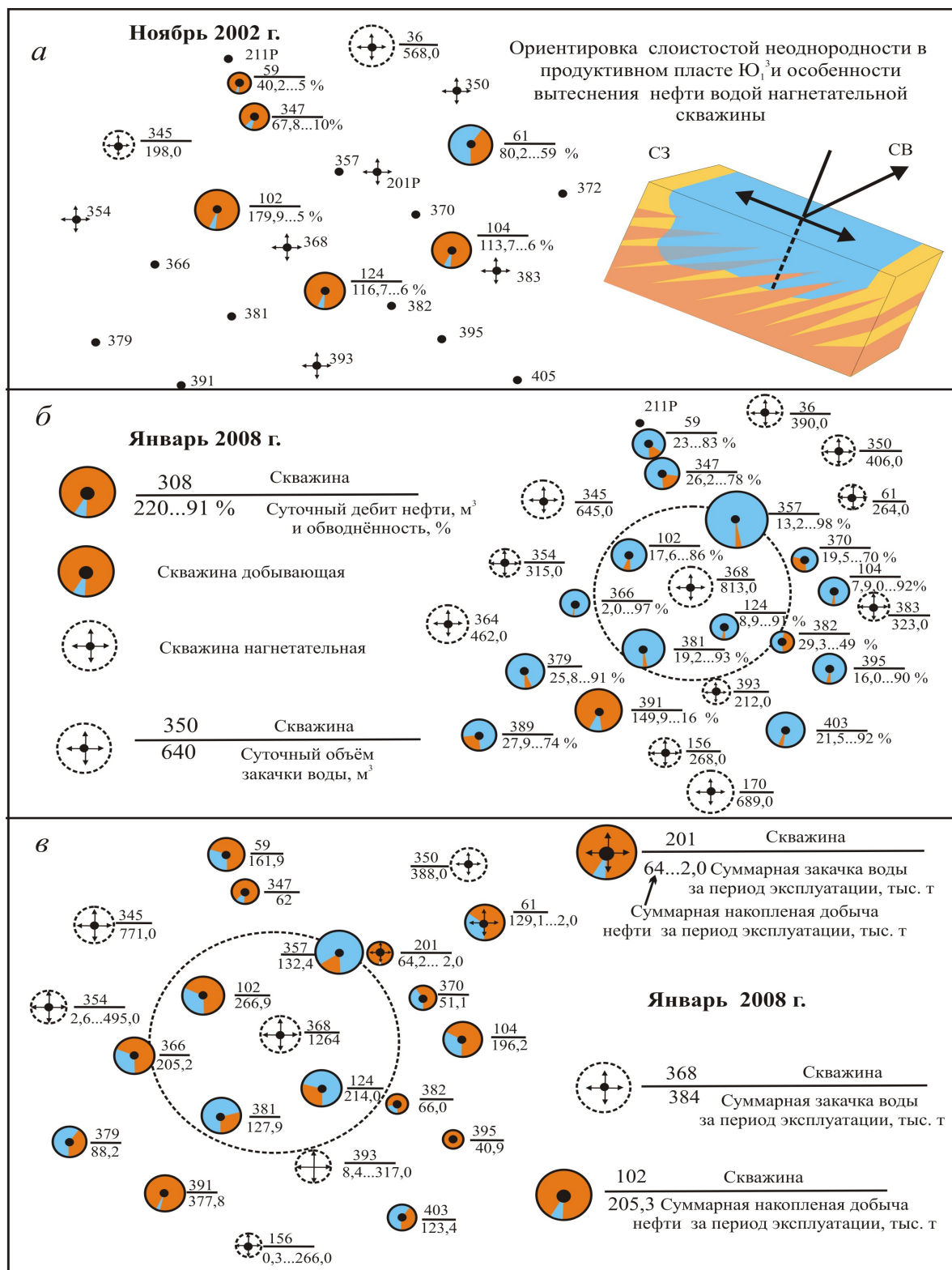


Рис. 6. Карты состояния разработки (а, б) и суммарных отборов нефти (в) по пласту Ю₁³ центральной залежи Крапивинского месторождения (Томская область)

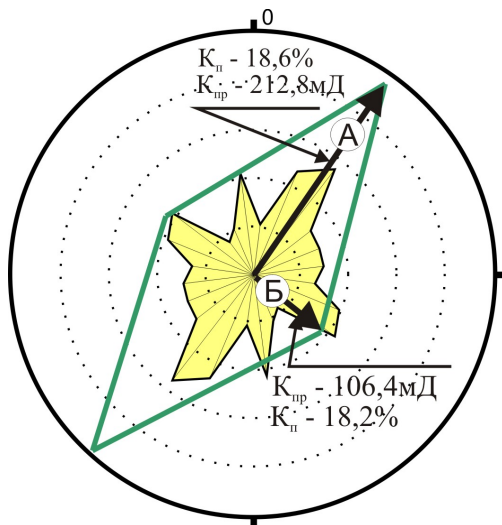


Рис. 7. Значения анизотропии проницаемости и пористости относительно удлиненных зёрен кварца в пласте Ю₃ Крапивинской площади [7]

слоистую неоднородности. В зависимости от типа и пространственного развития выделенных фациальных обстановок, для каждой из них можно подобрать индивидуальную и наиболее эффектив-

ную схему, учитывающую систему разработки залежи (площадная, рядная), профиль проводки скважин (вертикальная, горизонтальная, гидроразрыв пласта), режим (непрерывный, циклический) и тип (вода, водогазовая смесь и т. д.) заводнения.

Выводы

- На основе изучения особенностей строения терригенного коллектора, обусловленных условиями его формирования, выделены фациальная, макрослоистая (гранулометрическая), слоистая (текстурная) и микрослоистая фильтрационно-емкостные неоднородности, влияющие на особенности разработки залежей углеводородов.
- На примерах месторождений Томской области показано влияние рассматриваемой совокупности фильтрационно-емкостных неоднородностей коллектора на эффективность разработки залежей нефти и газа.
- Предложены геолого-технологические варианты использования выделенных типов фильтрационно-емкостной неоднородности в построении геологической модели нефтегазоносных резервуаров с целью повышения нефтеотдачи пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белозёров В.Б., Кошовкин И.Н. Свойства коллектора – технологические и экономические аспекты внедрения новых технологий // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 310. – № 3. – С. 14–18.
2. Белозёров В.Б., Кошовкин И.Н. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на процессы разработки залежей нефти и газа // Геонауки – от новых идей к новым открытиям: Матер. III Междунар. научно-практ. конф. – г. Санкт-Петербург, 7–10 апреля 2008. – СПб.: Труды EAGE, 2008. – А037. – С. 132–136.
3. Нежданов А.А. Типы карбонатных конкреций и их роль в изучении нефтегазоносных толщ Западной Сибири // Конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. – Тюмень, 1995. – Вып. 201. – С. 95–102.
4. Белозёров В.Б., Разин А.В. Модель косослоистого строения верхнеюрского резервуара Игольского месторождения и особенности его разработки // Вестник ВНК. – Томск, 1998. – Вып. I. – С. 25–29.
5. Градзинский Р., Костецкая А., Радомский А. и др. Седиментология. Пер. с польского. – М.: Недра, 1980. – 646 с.
6. Белозёров В.Б., Разин А.В. Сейсмогеологическая интерпретация данных 3D-сейсморазведки на месторождениях нефти и газа (на примере Крапивинского месторождения) // Интенсификация и добыча нефти: Матер. Междунар. научно-практ. конф. – г. Томск, 21–22 апреля 2004. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – С. 97–103.
7. Меркулов В.П., Александров Д.В., Краснощёкова Л.А., Мартынова Т.Е., Ненахов Ю.Я. Методика и результаты изучения анизотропии верхнеюрских коллекторов // Геофизические методы при разведке недр и экологических исследованиях: Матер. Всерос. научно-технич. конф., посвящённой 100-летию со дня рождения Д.С. Микова. – г. Томск, 19–21 ноября 2003. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – С. 114–119.

Поступила 20.01.2001 г.