



Н. О. Захаров
ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»¹
заведующий отделом
нефтепромысловой геологии и
разработки нефтяных
месторождений
n.o.zakharov@yandex.ru



И. П. Попов
д-р геол.-мин. наук
Тюменский индустриальный
университет²
профессор
repyagina@mail.ru



А. К. Ягафаров
д-р геол.-мин. наук
Тюменский индустриальный
университет²
профессор

Методика обоснования соответствия геологических моделей залежей нефти и газа результатам их разработки

¹Россия, 625000, Тюмень, ул. Дзержинского, 15, оф. 412.

²Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 56.

Комплексированием данных сейсморазведочных работ, гидродинамических исследований и динамики показателей разработки установлена флюидодинамическая модель нефтяных и газовых месторождений. Учет особенностей обоснованной модели, позволил выявить оптимальный темп отбора, который способствует достижению более высокого коэффициента нефте- и газоотдачи и снижению объема формирования трудноизвлекаемых запасов на участках с низкопроницаемыми коллекторами.

Ключевые слова: нефть; газ; разломно-блоковая тектоника; коллектор; трещиноватость; модель залежи; разработка; заводнение; трудноизвлекаемые запасы; месторождения Юг, Самотлорское, Ямбургское, Западно-Таркосалинское

В настоящее время геологическое моделирование в основном связано с литофациальными характеристиками продуктивных отложений, которые рассматриваются как основной фактор неоднородности природных резервуаров [1]. Однако низкие коэффициенты нефтеотдачи, формирование значительных объемов трудноизвлекаемых запасов свидетельствуют о несоответствии стандартных геологических моделей реальным, обоснованным комплексированием данных сейсморазведки, геолого-промысловых исследований и динамики показателей разработки.

Рассмотрим это на примере нефтяного месторождения Юг, расположенного в Нижневартовском административном районе ХМАО – Югры Тюменской области, в 50 км к юго-западу от Нижневартовска. В тектоническом отношении месторождение приурочено к южной части Нижневартовского свода. Нефтеносность установлена в отложениях пластов БВ₁₀ (шельфовая часть осложненного подкомплекса неокомского НГК) и ЮВ1/1 (васюганский НГК). Основным объектом разработки является пласт ЮВ1/1, в нем сосредоточено 96% от утвержденных запасов всего месторождения [2].

По результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3D месторождение Юг характеризуется унаследованностью формирования структур вследствие блокового строения фундамента. Анализ волновой картины временных разрезов указывает на значительное количество разрывных нарушений и сложную тектонику структуры. На сейсмическом разрезе отмечается два вида разломов: затухающие в отложениях средней юры и проникающие в верхнюю юру (баженковскую свиту). Исходный сейсмический куб позволил выделить безамплитудные разломы и другие неоднородности в сейсмических данных, указывающих на развитие деструкции.

Наличие участков разуплотнения в продуктивных отложениях доказывает низкий вынос керна (не превышающий 60%), и, как следствие, получение на его основе информации о коллекторах с заниженными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Однако формирование глубокой зоны проникновения промывочной жидкости в процессе бурения и низкая информативность геофизических исследований разрезов характерны для трещинных коллекторов.

Это положение подтверждает зависимость дебитов и накопленной добычи по скважинам от расстояния до зон деструкции (рис. 1), причем независимо от литологии и величины запасов. По мере удаления трещиноватость затухает, развиты капиллярные каналы, соизмеримые с по-

рамами, что обуславливает низкие дебиты. Следовательно, емкость коллекторов определяет тектонический фактор [3, 4].

Используя зависимость геолого-промысловых параметров от скин-эффекта и скин-эффекта – от депрессии (методика И.П. Попова [4]) можно выполнить оценку ФЕС коллекторов по индикаторным диаграммам (ИД) (рис. 2). Выпуклый характер кривой (скв. 397) показывает, что дренирование осуществляется по латерали и трещины (Т) испытывают подток из коллекторов с худшими свойствами (ПТ – порово-трещинных, ТП – трещинно-поровых и П – поровых). Вогнутый или S-образный характер ИД (скв. 405) свидетельствует о снижении проницаемости призабойной зоны (коллектор ПТ) и затруднении гидродинамической связи с основной трещинной емкостью (коллектор Т). По другим скважинам (410, 401 и 413), используя принцип параллельности классической ИД (скв. 397) также можно определять дифференциацию коллекторов по ФЕС. Таким образом, наличие обменных процессов между трещинами и порами позволяет выделять четыре типа коллекторов, что подтверждает спектр (стрелка) ИД.

Поскольку коллекторы Т, ПТ, ТП характеризуются отрицательными значениями скин-эффекта, они составляют группу трещинных коллекторов, геолого-промысловые параметры которых (коэффициенты проницаемости и продуктивности, трещинная пористость, раскрытость трещин) зависят от депрессии и имеют аналогичный вид [4], и поэтому до стабилизации на низком уровне (т. А) коэффициент продуктивности свойственен трещинному коллектору, а после т. А – поровому (рис. 2б).

Геолого-промысловую модель подтверждает анализ разработки пласта ЮВ1/1 (рис. 3). В начальный период в связи с кольматацией трещин ПЗП уровень добычи соответствует поровому П (начало координат – т. 1с), трещинно-поровому ТП (т. 1с–2с и 3с–4с) и порово-трещинному ПТ (т. 2с–3с и 4с–5с) коллекторам. После полной очистки трещин (1999 г., т. 5, 5с) коллектор дренируется как однороднотрещинный Т и происходит поршневое вытеснение нефти водой, что подтверждает высокий рост обводненности до 10% в 2004–2005 гг.

Одинаковый характер кривых $SQ_{ч}$, $SQ_{в.зак.}$, $SQ_{в}$ свидетельствует, что закачиваемая вода полностью контролирует высокопроницаемый трещинный Т коллектор, и в 2013 г. завершается выработка и обводнение трещинной емкости, происходит формирование ТриЗ на участках с худшими коллекторами. Следовательно, закачка больших объемов воды и создание давления нагнетания, значительно превышающего плас-

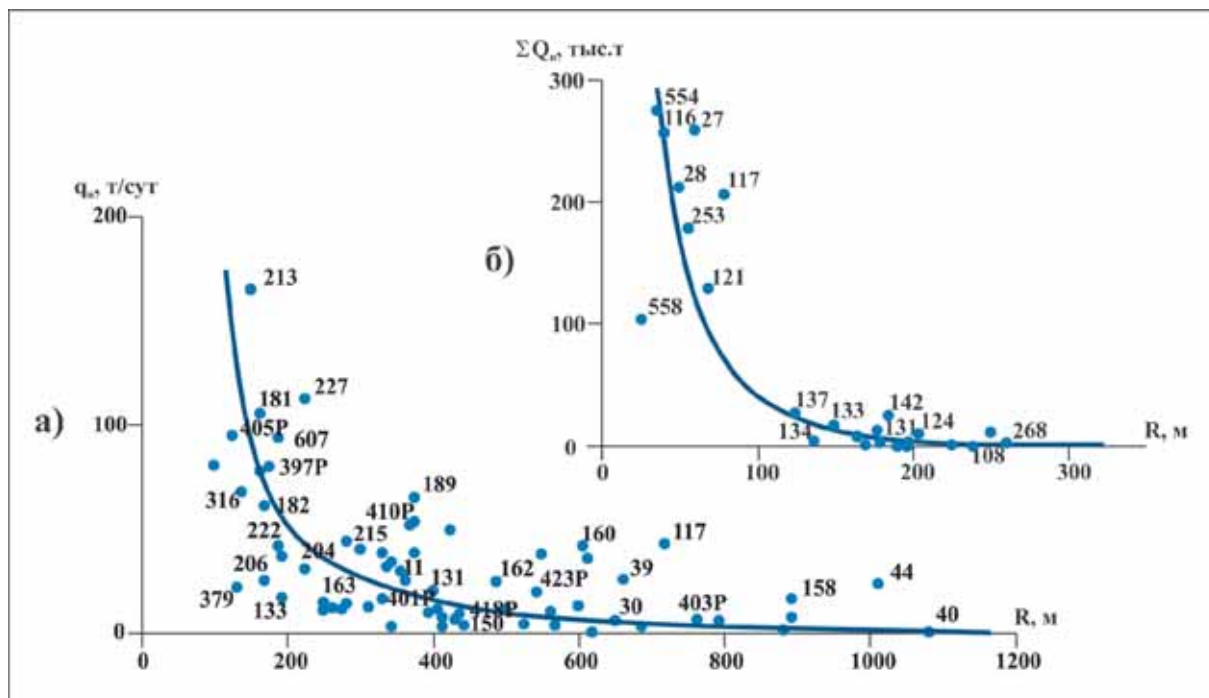


Рис. 1. Зависимость геолого-промысловых показателей по скважинам от расстояния до зон деструкции: а) дебитов (q_w) по месторождению Юз; б) накопленной добычи (ΣQ_w) по Самотлорскому месторождению [1]

товое, исключает подток нефти из пор, обуславливает раздельную выработку коллекторов, нарушает единство гидродинамической системы залежей и в конечном итоге приводит к формированию трудноизвлекаемых запасов [5].

Анализ показателей динамики разработки свидетельствует, что основные извлекаемые запасы содержится в трещинной емкости (коллекторах Т, ПТ и ТП). Как следует из рис. 3, темп отбора $Q_{\text{ПТ}}$, при котором не нарушается единство гидродинамической системы и отбор из трещин восполняется подпиткой из пор, примерно в 2 раза меньше уровня $Q_{\text{Т}}$, т.е. $Q_{\text{ПТ}} \approx 0,5Q_{\text{Т}}$, и это соответствует 2% от балансовых запасов. Выявленная закономерность характерна как для нефтяных, так и для газовых месторождений [5, 6]. На данном месторождении темп отбора при выработке однороднотрещинного коллектора Т достигал 2,9% (2005 г., рис. 3а). При дренировании коллектора на уровне $Q_{\text{ПТ}}$ медленно растет обводненность (рис. 3б), следовательно, не нарушается баланс между отбором нефти и объемом закачиваемой воды, достигается более высокий коэффициент нефтеотдачи.

Развитие трещинных коллекторов и гидродинамическую связь между скважинами подтверждает метод гидропрослушивания и трассерные исследования. Так, вследствие расколотирования трещинной емкости коэффициент пьезопроводности вырос с $0,2 \text{ м}^2/\text{сек}$ (сред-

ний в 1998 г.) до $1 \text{ м}^2/\text{сек}$ (исследования 2003 и 2005 гг. между парами скважин № 215 – № 222 и № 190 – № 169б, соответственно). Скорость продвижения индикатора достигла 1977 м/сут при проницаемости коллектора по воде – 22,8 Д.

Изложенные закономерности флюидодинамической модели залежи подтверждаются анализом эффективности заводнения (рис. 4). Примерно в те же годы (рис. 4а), что и на рис. 3, уровни добычи соответствуют закономерности $Q_{\text{ПТ}} \approx 0,5Q_{\text{Т}}$. Причем при дренировании коллектора как однородно-трещинного Т после 2005 г. стремительно растет добыча попутной воды и обводненность залежи (рис. 3б и 4б).

Прямолинейная зависимость (рис. 4в) свидетельствует, что с самого начала разработки вода поступает только в высокопроницаемый коллектор. Отклонение от установленной закономерности при высоких отборах с 1993 г. по 2000 г. указывает на эффективность заводнения (коллектор ПТ), а в 2006–2011 гг. при низких отборах жидкости (коллектор Т) – на возможные межпластовые перетоки или уход закачиваемой воды в законтурную зону.

Из рис. 4г видно, что при работе коллектора как однородно-трещинного Т показатель эффективности заводнения по зависимости $Q_{\text{ж}}/Q_{\text{в.зак}} = f(Q_{\text{в.зак}})$ меньше 1, и в то же время при дренировании коллектора как порово-трещинного ПТ он может достигать 1,8 (1995–2000 гг.). Из этого

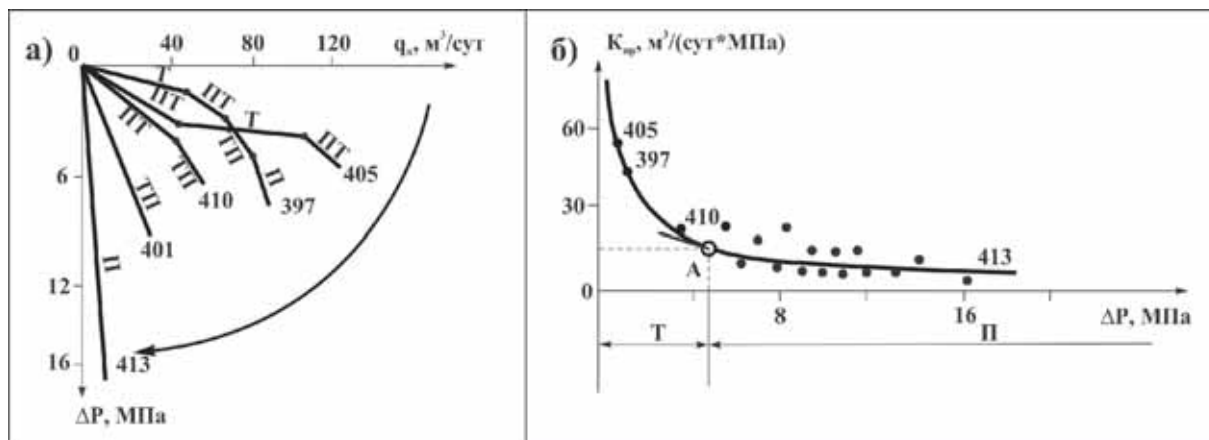


Рис. 2. Влияние разломной тектоники на ФЕС продуктивных отложений месторождения Юг: а) оценка ФЕС по индикаторным диаграммам; б) зависимость коэффициентов продуктивности от депрессии

можно сделать вывод, что высокие показатели обеспечиваются при соблюдении баланса между темпом отбора и объемом закачиваемой воды.

Как показывает практика, основной объем добычи приходится на высокодебитные скважины, фонд которых по месторождениям не превышает 10–15%. Следовательно, основные извлекаемые запасы содержатся в трещинной емкости коллекторов [5, 6, 7]. На данном месторождении на 20% фонда скважин приходится более 60% всей накопленной добычи нефти. Примечательно, что данные скважины располагаются вблизи зон деструкции, а значит в зонах с максимальной трещиноватостью коллекторов (рис. 1).

Создание значительных депрессий или интенсификация добычи путем заводнения нарушают единство гидродинамической системы залежей и исключает подпитку трещин УВ из коллекторов с худшими ФЕС, что определяет неэффективную раздельную выработку сред: вначале из трещин, а после их обводнения из изолированных участков с поровыми коллекторами. Это приводит к формированию трудноизвлекаемых запасов, требует дополнительного бурения скважин, роста непроизводительных затрат.

Выявленные закономерности характерны не только для нефтяных, но и для газовых и газоконденсатных месторождений, поскольку по данным многих исследователей (Котяхов Ф.И., 1977; Попов И.П., 1993 и др.) фильтрация нефти и газа в трещинных коллекторах идентична [6, 7].

В целях количественной оценки влияния разрывных нарушений на добычные возможности коллекторов для Ямбургского и Западно-Тар-

косалинского месторождений построена зависимость абсолютно свободного дебита скважин от их расстояния до разломов [8]. Из рис. 5 видно, что на расстоянии более 2 км от разлома абсолютно свободные дебиты газа во всех скважинах имеют близкие значения – около 1,5 млн м³/сут. Приразломная часть характеризуется 2–4-кратным увеличением дебита.

Повышение дебита в приразломной зоне происходит за счет возрастания дополнительной проницаемости, связанной с тектонической трещиноватостью. Это подтверждается анализом описаний керна, поднятого из интервала залежи. Так, в скв. 21 Ямбургского месторождения, пробуренной в непосредственной близости от разлома, на глубинах 1031–1037,5, 1037,5–1045, 1045–1052 м обнаружены песчаники, алевролиты брекчированные, разбитые трещинами, заполненными вторичным материалом [8]. Эти положения подтверждает анализ разработки месторождения.

Система разработки на данном месторождении предусматривала центрально-групповое (кустовое) размещение добывающих скважин в сводовых частях структуры и формирование газовых промыслов (ГП). В начальный период освоения сеноманской залежи (рис. 6) происходила очистка кольматированных трещин Т и коллектор работал как поровый П (т. 1, 1с), трещинно-поровый ТП (т. 2, 2') и порово-трещинный ПТ (т. 3, 3'). В 1987 г, с момента определяющей роли трещин (коллектор ПТ), достигается максимальный среднесуточный дебит q_e (рис. 6б).

Дальнейшее увеличение фонда скважин и добычи приводит (после т. 3, 3') к достижению почти максимального годового отбора (т. А). Такой характер динамики добычи позволяет заключить, что фондом скважин в 1988 г. – 270

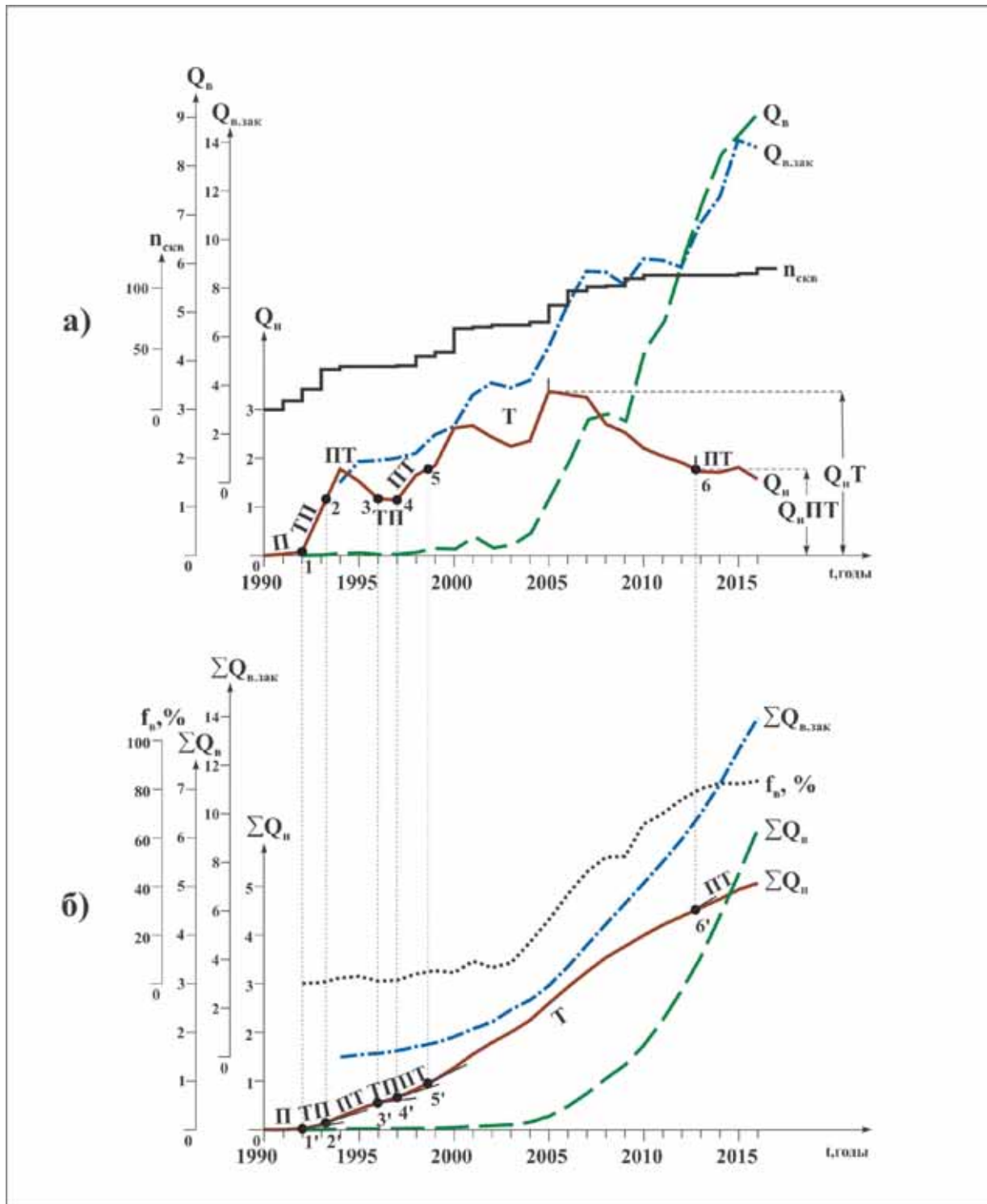


Рис. 3. Динамика средних (а) и суммарных (б) по годам показателей разработки месторождения Юг: Q_n, SQ_n – отбор нефти; $Q_{в.зак}, SQ_{в.зак}$ – закачиваемая вода; Q_p, SQ_p – отбор попутной воды, все в усл.ед.; $n_{свн}$ – действующий фонд добывающих скважин; f_n – обводненность, %

ед., когда коллектор начал вырабатываться как однороднотрещинный Т, вся залежь охвачена разработкой. Исходя из этого, дальнейшее увеличение более чем в 2 раза добывающих сква-

жин лишь ускорило выработку трещинной емкости и относительно стабилизировало добычу в 1992–1998 гг. Этот период характеризуется резким снижением пластового давления (рис. 6б),

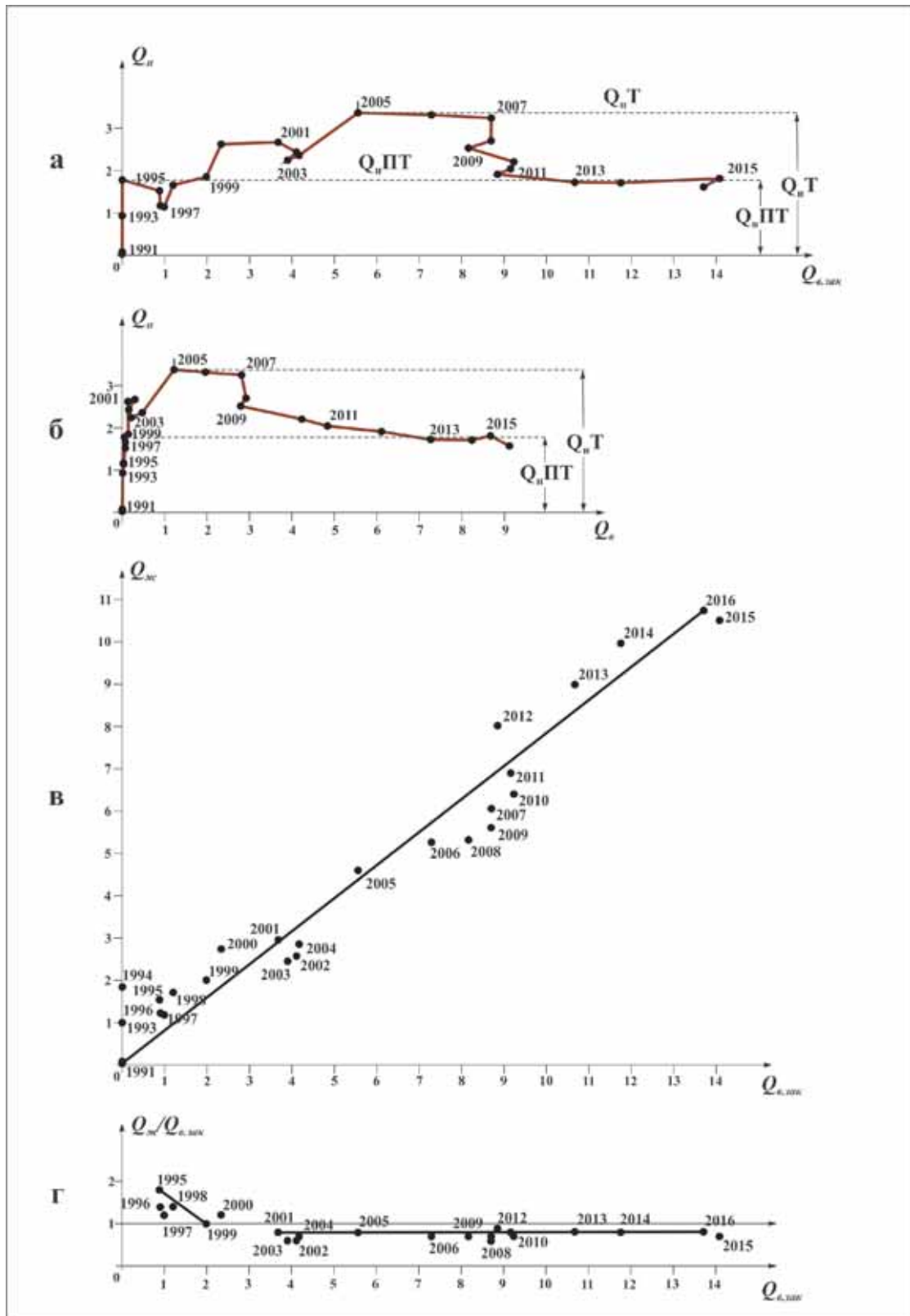


Рис. 4.
Анализ эффективности заводнения по зависимостям: а - $Q_n = f(Q_{в.зак.})$; б - $Q_n = f(Q_{в.})$; в - $Q_{жк} = f(Q_{в.зак.})$; г - $Q_{жк}/Q_{в.зак.} = f(Q_{в.зак.})$, все в усл.ед.

образованием воронок депрессии и интенсивным внедрением в залежь воды. Максимальный подъем ГВК (до 10,1... 19,2 м/год) приурочен к кустам скв. 104, 107, 108, 302, 505, 605, 608, 681.

С 1999 г., несмотря на увеличение фонда скважин, наблюдается ежегодное падение добычи и в 2009 г. (т. 4') завершается выработка однороднотрещинного коллектора Т. В последующий годы эксплуатируются более худшие по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) порово-трещинные коллекторы ПТ, что подтверждается замедлением темпа падения пластового давления аналогично начальному (1986–1989 гг.) периоду разработки (рис. 6б).

Кик показывает анализ динамики показателей разработки, одинаковые уровни годовой добычи повторяются дважды: на начальной стадии, когда происходило раскольматирование трещинной емкости и на стадии падающей добычи, когда вырабатываются худшие по ФЕС коллекторы. Исходя из этого, можно предположить окончание выработки порово-трещинных коллекторов ПТ (т. 5, 5') и трещинно-поровых ТП (т. 6, 6').

Поскольку коллекторы Т, ПТ, ТП характеризуются отрицательными значениями скин-эффекта [7, 9, 10], то они составляют группу трещинных коллекторов, и накопленная добыча с начала разработки до точки 6(Б) отражает извлекаемые запасы из трещинной емкости – ΣQ_T (рис. 6б). Анализ освоения газовых месторождений показывает, что выработка запасов завершается III стадией (падающей добычи) или весьма непродолжительной IV стадией, т.е. обводнением трещин, то следовательно, запасы поровой емкости не будут полностью вовлечены в разработку. Наличие обменных процессов и единство гидродинамической системы залежей свидетельствует о примерном равенстве балансовых запасов двух сред: 50% в трещинах и 50% в поровой емкости. Положение о равенстве балансовых запасов отмечено в работах отечественных и зарубежных исследователей, в частности Смаховым Е.М., Дорофеевой Т.В. (1987), Фрименом Х. и Натансоном С. (1964) и многими др.

Исходя из модели залежи, одновременную выработку двух сред обеспечило бы ограничение годовой добычи при работе коллектора как ПТ (т. 3, 3' рис. 6а, 6б) при эксплуатационном фонде в 270 скважин. Темп отбора, соответствующий этому уровню (около 2% балансовых запасов, т. 7', 8') при аналогичном нефтяным месторождениям соотношении $Q_T \approx 2Q_{PT}$ (рис. 6а), способствовал бы вовлечению в разработку низкопроницаемых коллекторов латерали. Однако

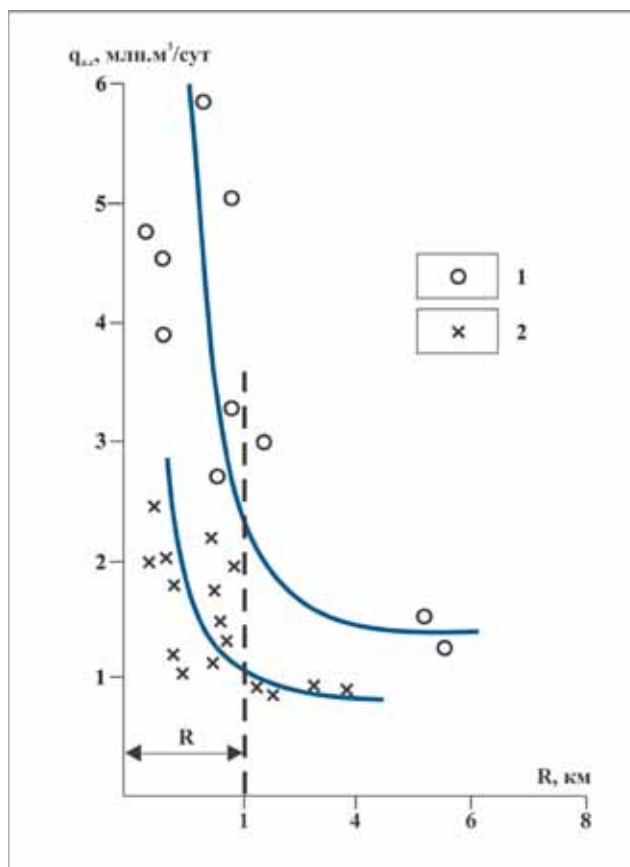


Рис. 5. Зависимость дебита скважин в сеноманских залежах от расстояний до разрывных нарушений, зафиксированных по МОГТ в неокомских отложениях (по С.Н. Беспаловой и др., 1995): 1 – Западно-Таркосалинское месторождение; 2 – Ямбургское месторождение

неучет этого фактора обуславливает отдельную выработку запасов [7, 9, 10].

Если исключить влияние максимальной трещиноватости на форму кривой ΣQ (начало координат-точка 6 (Б)) – рис. 6б, то линия 1 будет параллельна отрезкам ПТ и является результирующей R (как видно на дальнейшем ее продолжении после т. Б) между трещинной Т и поровой П средами. Следовательно, темп отбора, соответствующий этой закономерности, обеспечивает одновременную выработку трещин и пор, а также более замедленное снижение пластового давления. Согласно этой закономерности, одинаковый уровень накопленной добычи (т. В) достигается на 7–8 лет позже, но пластовое давление (т. Г) будет значительно больше, чем по фактическому отбору (т. Д).

Поскольку разработка залежи предположительно завершается уровнем добычи в т. Б при конечном давлении в т. Е, то с учетом ее модели при соблюдении закономерности отбора газа из двух сред за счет сохранения пластовой энергии

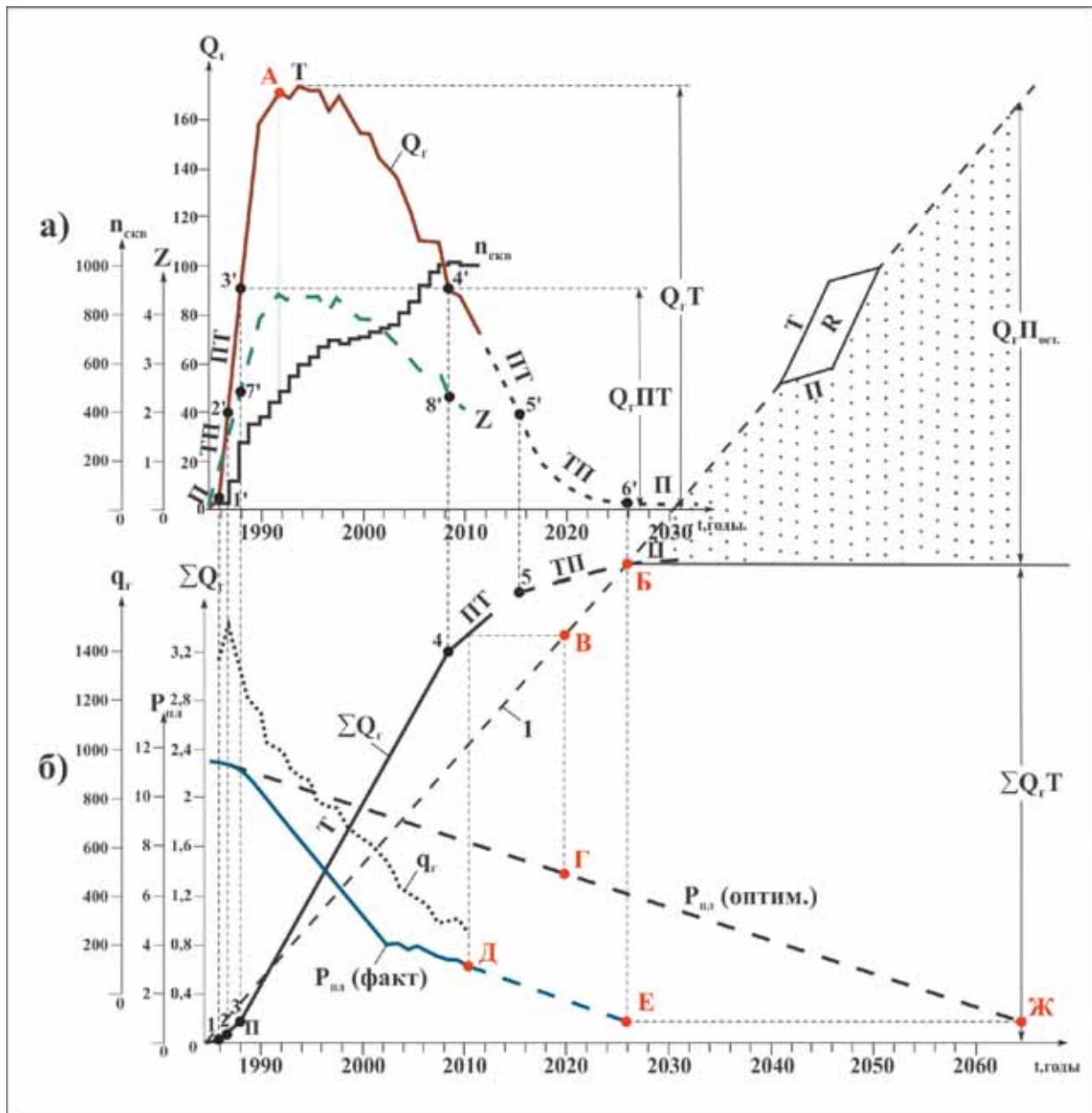


Рис. 6.

Динамика средних (а) и суммарных (б) показателей разработки сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения: Q_r , ΣQ_r – отбор газа, соответственно, годовая и накопленная добыча газа, усл.ед.; $n_{скв}$ – фонд добывающих скважин; Z – темп отбора в % от балансовых запасов; q_r – среднесуточный дебит скважин тыс. м³/сут; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа

(т. Ж) возможно удвоение извлекаемых запасов – $(\Sigma Q_r \cdot T + \Sigma Q_r \cdot \Pi_{ост.})$, т.е. коэффициент газоотдачи будет близок к 1. Следовательно, оптимальный отбор обеспечивает условия для равномерного продвижения контуров нефте-, газоносности, и более полного извлечения нефти и газа из недр. Реальность этого предположения доказывается данными по законченным разработкой месторождениям. Так, по Старогрозненским промыслам, где за последние 10 лет не про-

дидлись эксплуатационные работы, за это время в продуктивных пластах позднемелового возраста восстановилось аномально высокое пластовое давление, выровнялось положение водонефтяного контакта, а в ряде случаев нефть стала переливаться на поверхность [11].

На месторождении Учкызыл в Средней Азии (Ходжаев А.Р. и др., 1974) в 1947 г. в связи с высокой обводненностью добычу нефти прекратили, но после 22-летнего перерыва десятки скважин

самопроизвольно переливали нефтью с суммарным дебитом 10–15 т/сут. Аналогичные последствия отмечены на месторождении Кокайты. Введение реабилитационных циклов для месторождений с выработанными активными запасами и сниженным пластовым давлением, позволяет стабилизировать флюидодинамическую систему залежей, восстановить пластовое давление, пополнить активные запасы нефти и газа за счет естественных процессов. Подтверждением этому на Ямбургском месторождении служит временная остановка газовых промыслов (ГП), которая позволила восстановить энергетический потенциал и активные запасы за счет перетоков из смежных зон и периферии. В результате этого уменьшаются воронки депрессии и за счет дополнительной энергии увеличивается добыча газа. Это характерно для всех сводовых частей структуры вследствие центрально-группового (кустового) размещения добывающих скважин и формирования ГП [12].

Следовательно, реабилитационная практика подтверждает наличие остаточных запасов в поровых коллекторах не только газовых месторождений, у которых непродолжительная или отсутствует IV стадия разработки, но и по нефтяным месторождениям, на которых даже после IV стадии не все запасы поровой емкости вовлечены в разработку.

Изложенное позволяет сделать следующие выводы.

1. Природные резервуары залежей приурочены к глубинным разломам, зонам разуплотнения пород и содержат УВ в трещинах и капиллярных каналах, соизмеримых с порами, что предопределяет наличие в продуктивных толщах трещинных, порово-трещинных, трещинно-поровых и поровых коллекторов. Это под-

тверждают сейсмические исследования МОГТ ЗД, гидродинамические исследования методами трассерных закачек и гидропрослушивания, диапазон индикаторных диаграмм и дифференциация добывающих скважин по дебитам.

2. Единство и непрерывность гидродинамической системы залежей и наличие обменных процессов между средами свидетельствует о равенстве их балансовых запасов: 50% – в трещинах и 50% – в порах.

3. Создание значительных депрессий или внедрение заводнения исключает подток из пор, что приводит к первоочередной выработке, обводнению трещины емкости и формированию трудноизвлекаемых запасов в целиках поровой (матричной) емкости коллектора. Основные извлекаемые запасы содержатся в трещинной емкости.

4. Темп годовых отборов, не превышающий 2% балансовых запасов, обеспечивает одновременную выработку двух сред, эффективное использование пластовой энергии, длительный безводный период, достижение максимальных коэффициентов нефте- и газоотдачи при меньших экономических затратах.

5. Неучет модели залежи и необходимость бурения уплотняющих скважин вследствие формирования ТриЗ на участках с поровыми коллекторами, а также мероприятия по повышению нефте- и газоотдачи приводят к увеличению себестоимости добываемой нефти и газа, что позволяет исключить использование флюидодинамической модели, выявленной авторами.

6. Комплексование сейсморазведочных данных, гидродинамических исследований и динамики показателей разработки позволяет наиболее достоверно обосновать фактическую геологическую модель залежей нефти и газа. ■

Литература

1. Глухманчук Е.Д., Крупницкий В.В., Леонтьевский А.В. Причины несоответствия геологических моделей месторождений результатам их разработки // Геология нефти и газа. 2016. № 1. С. 45–51.
2. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского Автономного Округа – Югры. Т. 2. Екатеринбург. ИздатНаукаСервис. 2013. С. 229.
3. Попов И.П., Попов А.И., Лесной А.Н. Обоснование фильтрационно-емкостной модели юрских залежей и формирования трудноизвлекаемых запасов // Известия вузов. Нефть и газ. 2010. № 2. С. 24–29.
4. Попов И.П. Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов нефти и газа // Экспресс-информ. Серия: Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи. 1990. № 2. С. 28–33.
5. Попов И.П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений. Тюмень: ТюмГНГУ. 2013. С. 263, 265.
6. Попов И.П. Обоснование проектных показателей при разработке нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1995. № 5. С. 35–40.
7. Попов И.П. Об универсальности модели залежей углеводородов и повышении эффективности их разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1993. № 11–12. С. 35–39.
8. Беспалова С.Н., Бакуев О.В. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1995. № 7. С. 16–27.
9. Попов И.П., Томилов А.А., Авершин Р.В., Попов А.И. Совершенствование методики поисков и разработки месторождений в Широком Прибые на основе разломно-блоковой тектоники природных резервуаров // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 54–57.

10. Попов И.П., Томилов А.А., Авершин Р.В., Солодовников А.Л. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2014. № 3. С. 51–58.
11. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» в России // Геология нефти и газа. 2005. № 1. С. 53–59.
12. Андреев О.П., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Минликаев В.З., Лапердин А.Н., Красовский А.В. Рациональное использование энергии пласта газовых залежей на завершающей стадии разработки // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. № 1. С. 22–29.

UDC 622.276.31

N.O. Zakharov, Head of the Department of Oilfield Geology and Oil Field Development, OOO “Design Bureau “THERM”¹, n.o.zakharov@yandex.ru

I.P. Popov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Tyumen industrial University², penyagina@mail.ru
rumailto:n.o.zakharov@yandex.ru

A.K. Yagafarov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Tyumen industrial University²

¹15 Dzerzhinsky street, 15, office 412, Tyumen, 625000, Russia.

²56 Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

Methods of Substantiation of Compliance of Geological Models of Oil and Gas Deposits with the Results of their Development

Abstract. Integration of seismic data, hydrodynamic studies and dynamics of development indicators the fluid dynamic model of oil and gas fields is established. Taking into account the features of the justified model, it allowed to identify the optimal rate of selection, which contributes to the achievement of a higher coefficient of oil and gas return and reduce the volume of formation of hard-to-recover reserves in areas with low-permeability reservoirs.

Keywords: oil; gas; fault–block tectonics; reservoir; fracturing; reservoir simulator; development; flooding; stranded; South of the field, Samotlor, Yamburg, West tarkosalinskoe

References

1. Gluhmanchuk E.D., Krupickij V.V., Leontevskij A.V. *Prichiny nesootvetstviya geologicheskikh modelej mestorozhdenij rezultatam ih razrabotki* [The reasons for the discrepancy between geological models of deposits and the results of their development]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2016, no. 1, pp. 45–51.
2. *Atlas mestorozhdenij nefti i gaza Hanty-Mansijskogo Avtonomnogo Okruga – Yugry* [Atlas of oil and gas fields of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug- Ugra]. Vol. 2, Ekaterinburg, IzdatNaukaServis Publ., 2013, p. 229.
3. Popov I.P., Popov A.I., Lesnoj A.N. *Obosnovanie filtracionno-emkostnoj modeli yurskih zalezhej i formirovaniya trudnoizvlekaemyh zapasov* [Justification of reservoir filtration model of the Jurassic deposits and the formation of hard-to-recover reserves]. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz* [News of universities. Oil and gas], 2010, no. 2, pp. 24–29.
4. Popov I.P. *Ocenka filtracionno-emkostnykh svoystv kollektorov nefti i gaza* [Evaluation of reservoir properties of oil and gas reservoirs]. *Ekspress-inform. Seriya: Razrabotka neftyanykh mestorozhdenij i metody povysheniya nefteotdachi* [Express-inform. Series: Oil field development and oil recovery enhancement methods.], 1990, no. 2, pp. 28–33.
5. Popov I.P. *Novye tehnologii v neftegazovoj geologii i razrabotke mestorozhdenij* [New technologies in oil and gas geology and field development]. Tyumen, TyumGNGU Publ., 2013, pp. 263, 265.
6. Popov I.P. *Obosnovanie proektnykh pokazatelej pri razrabotke neftyanykh i gazovykh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri* [Justification of project indicators in the development of oil and gas fields in Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenij* [Geology, geophysics and oil field development], 1995, no. 5, pp. 35–40.
7. Popov I.P. *Ob universalnosti modeli zalezhej uglevodorodov i povyshenii effektivnosti ih razrabotki* [On the universality of the model of hydrocarbon deposits and increasing the efficiency of their development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenij* [Geology, Geophysics and development of oil fields], 1993, no. 11–12, pp. 35–39.
8. Bespalova S.N., Bakuev O.V. *Ocenka vliyaniya razlomov na geologicheskie osobennosti zalezhej i produktivnost kollektorov gazovykh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri* [Evaluation of the influence of faults on geological features of deposits and productivity of reservoirs of gas fields in Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 1995, no. 7, pp. 16–27.
9. Popov I.P., Tomilov A.A., Avershin R.V., Popov A.I. *Sovershenstvovanie metodiki poiskov i razrabotki mestorozhdenij v Shirotnom Priobe na osnove razlomno-blokovoj tektoniki prirodnykh rezervuarov* [Improving the methods of exploration and development of fields in the Wide Ob on the basis of the fault-block tectonics of natural reservoirs]. *Neftyanoe hozyajstvo* [Oil industry], 2014, no. 1, pp. 54–57.
10. Popov I.P., Tomilov A.A., Avershin R.V., Solodovnikov A.L. *Novye tehnologii v neftegazovoj geologii i razrabotke mestorozhdenij* [New technologies in oil and gas geology and field development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenij* [Geology, Geophysics and development of oil fields], 2014, no. 3, pp. 51–58.
11. Gavrilov V.P. *Koncepciya prodleniya «neftyanoy ery» v Rossii* [The concept of extending the “oil era” in Russia]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and gas Geology], 2005, no. 1, pp. 53–59.
12. Andreev O.P., Ahmedsadin S.K., Kirsanov S.A., Minlikaev V.Z., Laperdin A.N., Krasovskij A.V. *Racionalnoe ispolzovanie energii plasta gazovykh zalezhej na zavershayushej stadii razrabotki* [Rational use of gas reservoir energy at the final stage of development]. *Nauka i tehnika v gazovoj promyshlennosti* [Science and technology in the gas industry], 2013, no. 1, pp. 22–29.