

УДК 622.276

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВ ПАШИЙСКОГО ГОРИЗОНТА ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИМ ЭКСПРЕСС-МЕТОДОМ

Булгаков С.А.

*Самарский государственный технический университет, г. Самара  
кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»  
e-mail: renigm.samgtu@gmail.com*

**Аннотация.** *Приведены результаты исследования фонда скважин вероятностно-статистическим методом и дана качественная оценка типа пород-коллекторов. На примере месторождений Самарской области проанализированы признаки трещиновато-порового строения пластов терригенного девона и их связь с особенностями тектонической структуры. Даны рекомендации по учёту полученных результатов при выборе систем разработки.*

**Ключевые слова:** *вероятностно-статистический метод, трещиноватость пласта, особенности тектонического строения, дебит скважины, система разработки месторождения*

В настоящее время вместе с развитием нефтегазовой отрасли углубляются представления об особенностях функционирования взаимосвязанных, сложно организованных элементах управляемой системы «пласт-скважина». Технологические показатели эксплуатации месторождений и отдельных скважин могут рассматриваться в качестве выходных данных, которые содержат обобщённую информацию о пласте. К числу диагностируемых признаков относятся проницаемая неоднородность, аномальная вязкость нефти, трещиноватость различных типов, зоны выклинивания и фациального замещения коллектора, непроницаемые границы тех или иных форм. Отсутствие качественных оценок типа пласта и недостаточность исследований зачастую приводят к ошибкам в определениях проницаемости и пористости, что в свою очередь отрицательно влияет на выбор системы разработки и геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Как правило, к трещиноватым коллекторам относят только карбонатные породы, однако существует немало работ, в которых говорится о наличии трещиноватости и в продуктивных песчаниках [3, 4, 5, 6, 7]. Высокопроницаемые трещинные зоны в пределах месторождений значительно влияют как на процессы миграции углеводородов и нефтенакпления, так и на эксплуатацию отдельных объектов. Это необходимо учитывать при проектировании разработки месторождений, создании трёхмерных гидродинамических моделей, а также при проведении геологоразведочных работ.

Терригенные породы нижнефранского подъяруса франского яруса верхнего девона развиты регионально на всей территории Самарской области, за исключением древней вершины Жигулёвско-Пугачёвского свода и некоторых локаль-

ных участков. Общая толщина терригенной толщи девона достигает по стратиграфической полноте разреза 640 м, по конкретным участкам – до 540 м.

Основным объектом проведённого исследования являлся терригенный пласт Д1 пашийского горизонта Островского, Алакаевского, Дмитриевского, Западно-Коммунарского, Кудиновского, Бариновско-Лебяжинского и Горбатовского месторождений Самарской области (рис. 1 – месторождения указаны на карте области красным цветом в порядке сверху вниз). Все месторождения приурочены к краям Бузулукской впадины. В северо-западной части по поверхности терригенного девона структуры принадлежат к Жигулёвско-Самаркинской системе валов и Борской депрессии, а в юго-западной части – к Кулешовской системе валов. Этот факт говорит о сильном влиянии тектонических процессов на образование структурных форм пашийского горизонта и о сложности строения пластов, что в ряде случаев является косвенным признаком трещиноватости [3].

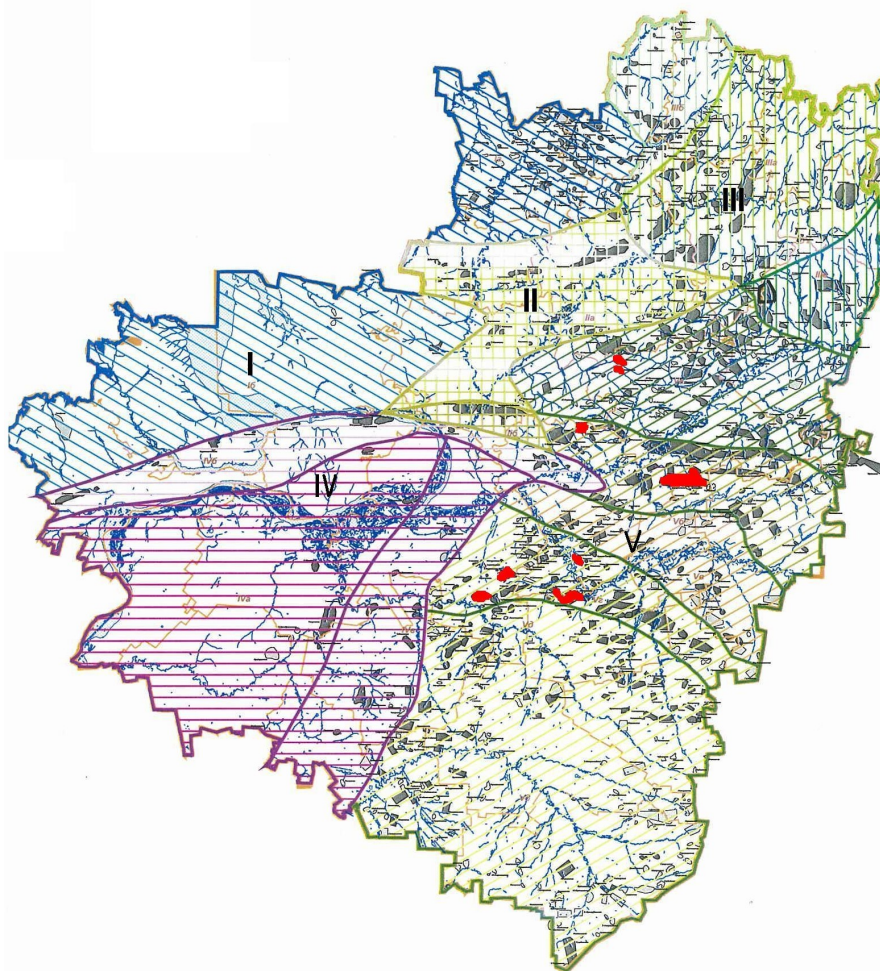


Рис. 1. Схема расположения тектонических элементов и месторождений:

- I – Мелекесская впадина; II – Сокская седловина;
- III – Южно-Татарский свод; IV – Жигулёвско-Пугачёвский свод;
- V – Бузулукская впадина

Кроме того, все рассматриваемые месторождения расположены на территории Волго-Сокской погребённой девонской палеовпадины [1]. Исключение составляют Дмитриевское и Бариновско-Лебяжинское месторождения, расположенные в непосредственной близости к палеовпадине. Последняя, являясь специфическим внутриформационным образованием терригенного девона, погребена и выровнена кыновскими отложениями, и выше тиманского горизонта структурно не отображается (рис. 2). С этой терригенной толщей тиманско(кыновско)-пашийского возраста мощностью до 420 м связано развитие специфических структурно-тектонических образований – грабенообразных прогибов и сопряжённых с ними горстовидных зон. Генетически, как предполагают, они связаны с зонами растяжений допашийского осадочного чехла в момент формирования погребённой девонской Волго-Сокской палеовпадины.

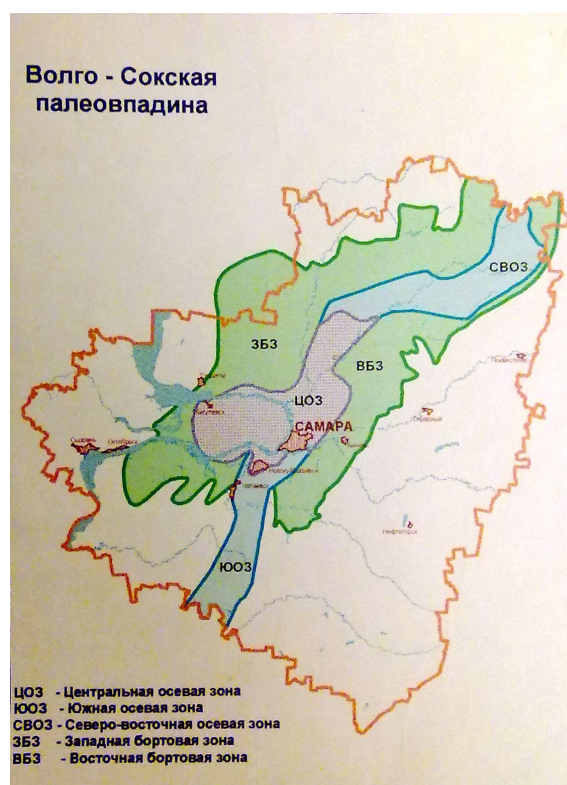


Рис. 2. Волго-Сокская палеовпадина

Грабенообразные зоны часто субпараллельны простиранию осевой зоны палеовпадины, участки их основного развития чаще всего примыкают к впадине; на определённом удалении от неё (30-50 км) пашийско-кыновские грабены уже отсутствуют. Эти формирования повышают перспективы пашийско-кыновских отложений, так как формируют различные типы экранов (литологические, тектонические) помимо широко развитых «стандартных» сводовых структурных ловушек. Грабены создают наиболее сложные структурные элементы, разбивают пласты на отдельные зоны.

Геологические особенности формирования и строения пластов пашийского горизонта содержат, таким образом, ряд косвенных признаков, свидетельствующих о наличии трещиноватости в породах.

Обычно трещиноватость коллектора устанавливают с помощью исследования керна, однако диагностировать её не всегда удаётся, так как открытые трещины в керне не сохраняются из-за повреждения при бурении. Кроме того, керна позволяет производить исследования в крайне ограниченной зоне. Геофизические методы исследования пластов с целью определения трещиноватости дорогостоящи и трудоёмки, требуют остановки скважин, что не всегда экономически выгодно. К тому же стадийность проектирования разработки месторождений и необходимость выполнения установленных сроков ввода залежей в эксплуатацию требуют принятия быстрых решений. В таких условиях может оказаться эффективным применение экспресс-методов, позволяющих качественно идентифицировать тип продуктивного коллектора для выбора рациональной системы разработки. Одним из перспективных методов является вероятностно-статистический метод [5, 8].

Данный метод был использован для исследования перечисленных выше месторождений Самарской области, на которых эксплуатируются терригенные пласты пашийского горизонта.

Обычно для диагностирования сложных трещиноватых коллекторов анализируются два показателя разработки нефтяных залежей: начальный дебит  $q_{НАЧ}$  и накопленная добыча нефти  $Q_{НАК}$ . Известно, что для чисто трещиноватых коллекторов графики распределения первоначальных дебитов и накопленной добычи характеризуют изменение интенсивности трещиноватости коллекторов [8], то есть максимальные показатели добычи нефти и дебиты скважин наблюдаются на участке, имеющем наибольшую трещиноватость. В сложных коллекторах на начальный дебит главным образом влияют плотность и размеры системы трещин, тогда как накопленная добыча отражает определённые интегральные флуктуации порового пространства [5]. В вероятностно-статистическом методе существует два основных графика-зависимости, по которым анализируются исследуемые объекты. Это частотный график и зависимость  $Q_{НАК}$  от  $q_{НАЧ}$ , по их форме можно сделать качественные выводы о типе коллектора.

Ниже рассмотрены зависимости, полученные для группы исследуемых месторождений, и отдельно – по некоторым месторождениям.

Известно, что для коллекторов, в которых доминирует природная трещиноватость, частотный график резко ассиметричен в ёмкостных и фильтрационных составляющих. Именно такой случай имеет место для исследуемого фонда скважин. Большинство скважин характеризуются относительно низкой суммарной добычей нефти, и лишь некоторые (менее 5 % общего числа) имеют значительно большую накопленную добычу, что типично для сложного трещиновато-порового коллектора (рис. 3).

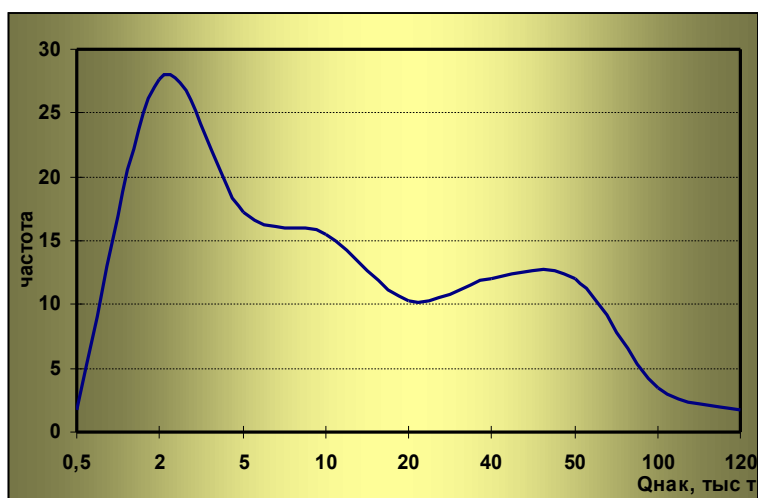


Рис. 3. Частотный график накопленной добычи нефти для группы месторождений

На рис. 4 представлена зависимость начального дебита от накопленной добычи нефти для всех изученных скважин, эксплуатирующих пласт Д1 пашийского горизонта. Как видно из графика, большинство скважин характеризуются низкими показателями начальных дебитов и накопленной добычи нефти. Средний коэффициент детерминации на линейной корреляционной зависимости между  $Q_{НАК}$  и  $q_{НАЧ}$  равен 0,6301. Это достаточно высокое значение, отражающее значительную роль трещин в процессе фильтрации флюидов в пласте.

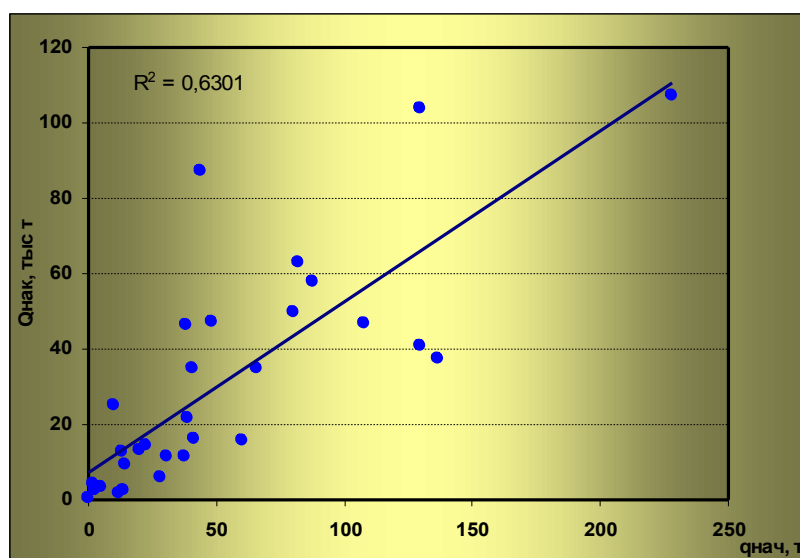


Рис. 4. Корреляция между  $Q_{НАК}$  и  $q_{НАЧ}$  для группы месторождений

В ходе исследований были получены регрессии (корреляции) между накопленной добычей нефти и начальным дебитом скважин для некоторых месторождений Самарской области. Результаты анализа регрессионных зависимостей представлены в табл. 1.

Отмечается, что большинство зависимостей, полученных в процессе исследования песчаников верхнего девона, характеризуются достаточно высокими и близкими по величине значениями коэффициента линейной корреляции  $R^2 = 0,573 \div 0,689$ . Наиболее близкие значения коэффициента корреляции характерны для месторождений, расположенных в восточной бортовой зоне Волго-Сокской палеовпадины, на границе Бузулукской впадины. Данный факт косвенно свидетельствует о наличии двойной пористости в строении пластов, а также о преобладающей роли трещин в фильтрации флюидов. В подобных случаях следует обращать внимание на фактор трещиноватости при планировании ГТМ, выборе методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи.

Таблица 1. Оценка значимости корреляционных зависимостей

Месторождение	Фонд исследованных скважин	Возраст продуктивных отложений	Коэффициент корреляции $R^2$ между $Q_{НАК}$ и $q_{НАЧ}$
Терригенные коллекторы			
Западно-Коммунарское	7	Д1	0,570
	7	Д2	0,817
Кудиновское	13	Д1+Д1'+Д2	0,689
Бариновско-Лебяжинское	5	Д1	0,3004
Островское	5	Д1	0,682
Дмитриевское	8	Д1+Д2	0,413
Алакаевское	8	Д1	0,573
Горбатовское	6	Д1	0,778

Невысокие значения коэффициента корреляции получены для Бариновско-Лебяжинского (рис. 5) и Дмитриевского (рис. 6) месторождений: 0,3004 и 0,413 соответственно. Возможно, это связано с тем, что данные месторождения находятся в стороне или за пределами зон с повышенной тектонической активностью. Для этих месторождений также характерно влияние трещиноватости на разработку, но в меньшей степени. Не исключено, что трещиноватость здесь развита только локально.

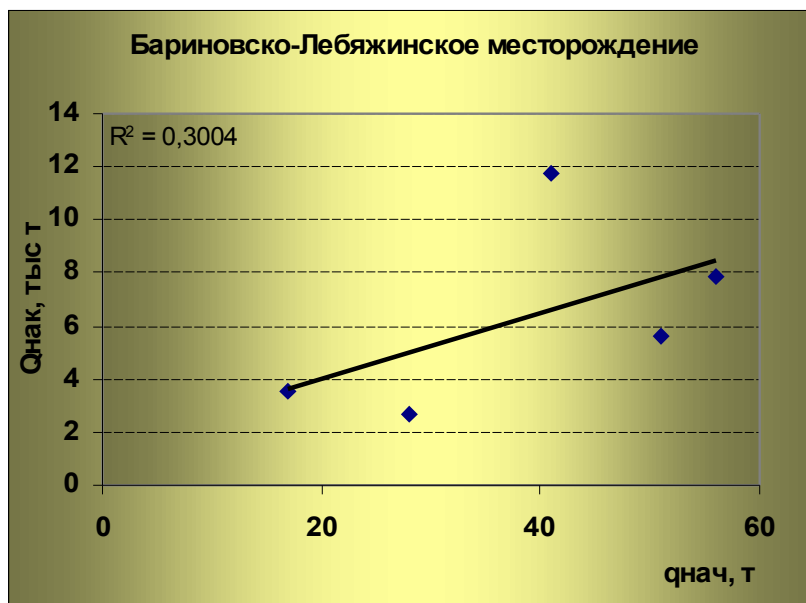


Рис. 5. Корреляция между  $Q_{НАК}$  и  $q_{НАЧ}$  для Бариновско-Лебяжинского месторождения

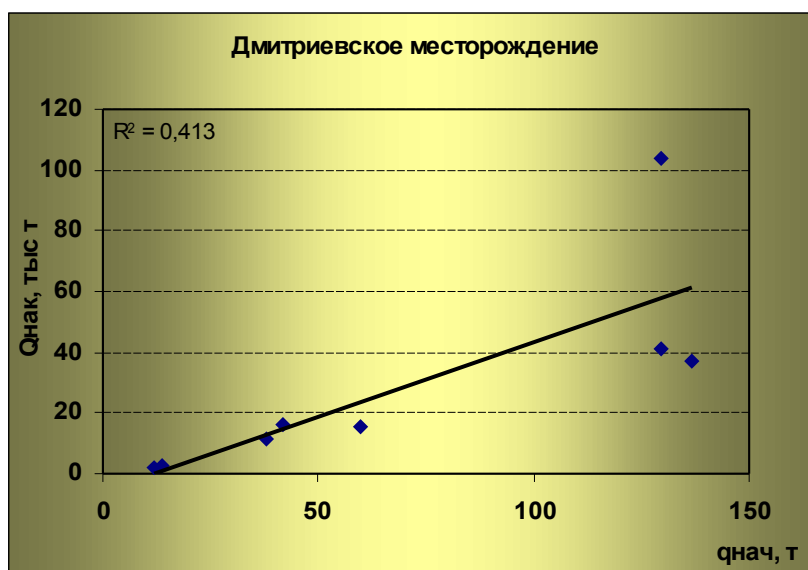


Рис. 6. Корреляция между  $Q_{НАК}$  и  $q_{НАЧ}$  для Дмитриевского месторождения

Некоторые месторождения характеризуются особенно высокими значениями коэффициентов линейной корреляции, например, Западно-Коммунарское месторождение (пласт Д2) и Горбатовское месторождение (пласт Д1). Для них коэффициенты корреляции составляют, соответственно,  $R^2=0,812$  и  $R^2=0,778$  (рис. 7, 8). Видимо, в емкостной и фильтрационной характеристике рассматриваемых объектов роль трещин преобладает настолько, что для них можно диагностировать чисто трещиноватый тип коллектора. Специфика месторождений требует

особого подхода при проектировании системы разработки. Так как на начальном этапе разработки высокие дебиты достигаются за счёт высокой проницаемости трещин, следует ожидать быстрого обводнения скважин вследствие подтягивания воды из области водонефтяного контакта. Если матрица породы не взаимодействует с трещинами, то запасы, заключённые в ней, останутся нетронутыми. Поэтому в процессе эксплуатации необходимо создание условий, при которых будет сохраняться запас упругой энергии и существовать разность давления жидкости в блоках и трещинах.

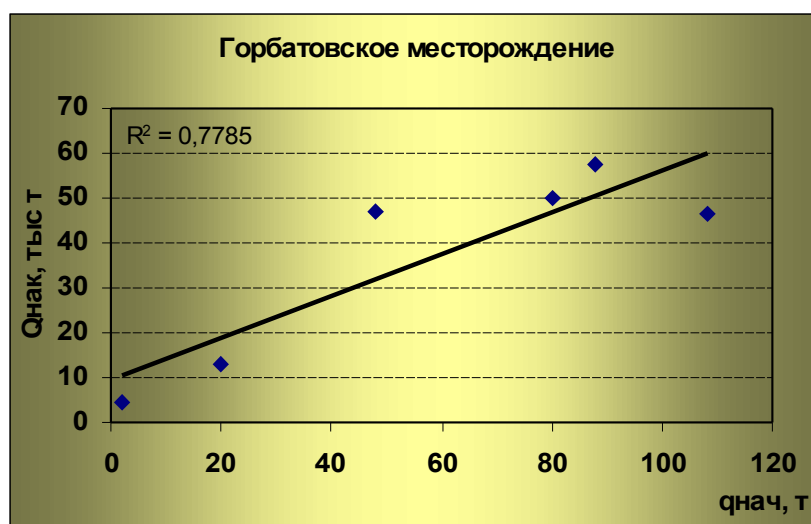


Рис. 7. Корреляция между  $Q_{НАК}$  и  $q_{НАК}$  для Горбатовского месторождения

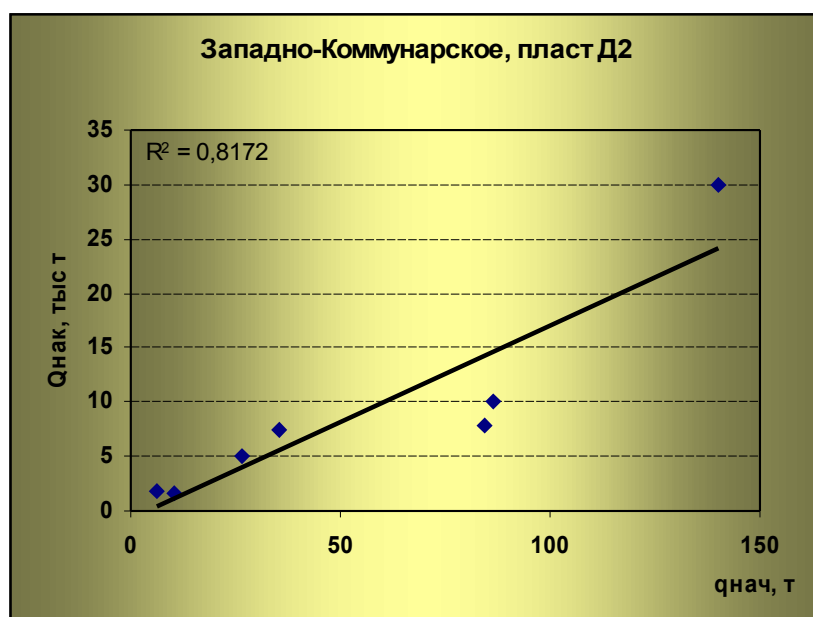


Рис. 8. Корреляция между  $Q_{НАК}$  и  $q_{НАК}$  для Западно-Коммунарского месторождения (пласт Д2)

Анализ работы фонда скважин показал, что в ряде случаев после простоя скважины или нахождения её в накоплении обводнённость падает в среднем на 20-30 %, эффект длится около 2-3 месяцев, затем обводнённость стремительно возрастает. Такое поведение характерно для 80 % исследованных скважин, эксплуатирующих пласты Д1 и Д2 пашийского горизонта. Данный факт может указывать на наличие в пласте трещиновато-пористой структуры, поскольку часто встречается при разработке трещиновато-пористых коллекторов [2]. Так как проницаемость трещин намного больше проницаемости блоков матрицы породы, то именно по трещинам будет происходить фильтрация. Неизбежным следствием являются прорывы воды, обусловленные плохой взаимосвязью между матрицей и системой трещин, которая усиливается лишь в течение короткого времени установления воронок репрессии и депрессии. Следовательно, для эффективной разработки необходимо создавать разность давлений жидкости в блоках и трещинах при наличии градиента давления, обеспечивающего фильтрацию жидкости к забоям эксплуатационных скважин. Наиболее приемлемой технологической схемой, очевидно, будет такая, при которой нагнетательные и эксплуатационные скважины работают в периодическом режиме нагнетания и отбора. В качестве параметра, характеризующего оптимальность режима разработки, может быть использован коэффициент обводнённости продукции эксплуатационных скважин.

### Выводы

1. Сопоставление коэффициентов корреляции между накопленной добычей нефти и начальными дебитами скважин позволяет диагностировать наличие двойной пустотности на ранних этапах разработки нефтяных залежей (показано на примере пластов пашийского горизонта месторождений Самарской области).
2. Сложность геологического строения, активное влияние тектонических процессов на формирование месторождений, грабенообразование – факторы, косвенно указывающие на наличие естественной трещиноватости в породах осадочного чехла.
3. Близкие значения коэффициента корреляции, полученные для месторождений, расположенных в пределах восточной бортовой зоны Волго-Сокской палеовпадины, являются косвенным доказательством связи их строения с тектоническими процессами, протекавшими во время её образования. Вероятностно-статистический экспресс-метод подтверждает роль дизъюнктивных тектонических процессов в формировании типа пласта-коллектора по группе исследованных месторождений.
4. Колебания значений коэффициента корреляции говорят об индивидуальности каждого из рассмотренных терригенных пластов пашийского возраста и

позволяют выявить объекты с чисто трещиноватым строением или с преобладающей ролью порового пространства в процессе фильтрации.

5. Наиболее оптимальной системой разработки для терригенных пластов с развитой трещиноватостью является та, которая обеспечивает периодическую работу нагнетательных и эксплуатационных скважин. Это создаёт условия для обмена флюидами между матрицей породы и системой трещин, позволяет избежать преждевременного обводнения скважин, повысить коэффициент нефтеотдачи.

6. Полученные результаты следует учитывать при создании проектов разработки, гидродинамическом моделировании и обосновании методов воздействия на пласт.

### Литература

1. Перспективы развития геологоразведочных работ ОАО «Самаранефтегаз» на территории Самарской области: отчёт о НИР (заключительный) / НПФ «Нефтетехпроект»; рук. С.В.Зубков. – Самара, 2008. – № 136/08/08-04175-010/32223-08/2126Д. - Фонды ОАО «Самаранефтегаз».

2. Молокович Ю.М., Марков А.И., Сулейманов Э.И. Выработка трещиновато-пористого коллектора нестационарным дренированием. - Казань: «РегентЪ», 2000. – 156 с.

3. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского / Под ред. А. Г. Ковалева. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

4. Петухов А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. – Ухта: УГТУ, 2002. – 276 с.

5. Петухов А.В., Никитин М.Н., Уршуляк Р.В. Оперативная оценка трещиноватости коллекторов Тимано-Печорской провинции вероятностно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №7. – С. 85-87.

6. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с.

7. Ольховская В.А., Булгаков С.А. Диагностирование фактора трещиноватости в терригенном пласте по геологическим данным и результатам ГДИ // Нефть. Газ. Новации. – 2010. – № 4. – С. 6-9.

8. Nelson R.A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. Houston, Texas: Gulf Publishing. – 320 p.

## STUDY OF PASHIYSKY HORIZON LAYERS BY STATISTICALLY DISTRIBUTED EXPRESS METHOD

S.A. Bulgakov

*Samara State Technical University (SamGTU), Samara, Russia  
Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields  
e-mail: renigm.samgtu@gmail.com*

**Abstract.** *The paper presents the results of well study using statistically distributed method and gives the qualitative evaluation of reservoir rock. The fractured and porous formation structures, belonging to Terrigenous Devonian deposits and their relations with tectonic structural features are analyzed basing upon the oil field examples of Samara region. The paper also provides the recommendations for taking the obtained results into account while choosing the field development pattern.*

**Keywords:** *statistically distributed method, fractured formation structure, tectonic structural features, well flow rate, oilfield development system*

### References

1. Perspektivy razvitiya geologorazvedochnykh rabot OAO «Samaraneftegaz» na territorii Samarskoi oblasti: otchet o NIR (zaklyuchitel'nyi) (Perspectives of the development of geological exploration by Samaraneftegaz JSC in the Samara region: Research report (final)). NPF «Neftekhproekt». S.V. Zubkov. Samara, 2008. No. 136/08/08-04175-010/32223-08/2126D.
2. Molokovich Yu.M., Markov A.I., Suleimanov E.I. Vyrabotka treshchinovatoristogo kollektora nestatsionarnym drenirovaniem (Production of fractured porous reservoir using unsteady drainage). Kazan: Regent, 2000. 156 p.
3. Golf-Rakht T.D. Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov. Moscow: Nedra, 1986. 608 p. (Translated from Van Golf-Racht T.D.. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Amsterdam, New York : Elsevier. Developments in petroleum science, Vol. 12. 710 pages)
4. Petukhov A.V. Teoriya i metodologiya izucheniya strukturno-prostranstvennoi zonal'nosti treshchinnykh kollektorov nefti i gaza (Theory and methodology of studying the structural and spatial zonation of fractured reservoir of oil and gas). Ukhta: UGTU, 2002. 276 p.
5. Petukhov A.V., Nikitin M.N., Urshulyak R.V. Operativnaya otsenka treshchinovatosti kollektorov Timano-Pechorskoi provintsii veroyatnostno-statisticheskimi metodami (Express estimation of reservoir-scale fracturing in Timan-Pechora basin by use of probabilistic-statistical analysis of oil field development showings). *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2010, Issue 7, pp. 85-87.

6. Deik L.P. Prakticheskii inzhiniring rezervuarov. Moskva-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, NITs "Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika", 2008. 668 p. (Translated from L.P. Dake, The Practice of Reservoir Engineering (Revised Edition), Elsevier Science B.V., 2001, 572 p.)

7. Ol'khovskaya V.A., Bulgakov S.A. Diagnostirovanie faktora treshchinovatosti v terrigenom plaste po geologicheskim dannym i rezultatam GDI (Use of geological data and the results of well testing for diagnosing a factor of fracturing in terrigenous formation). *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2010, Issue 4, pp. 6-9.

Nelson R.A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. Houston, Texas, Gulf Publishing. 320 p.