ТрИЗ
ВЫСШАЯ ШКОЛА НЕФТИ
Т.1. №3. 2026
WWW.ТРИЗ.ВШН-АГТУ.РФ

Трудноизвлекаемые запасы

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



СПЕЦИАЛЬНЫЙ ЮБИЛЕЙНЫЙ ВЫПУСК

1956 → 2026
70 лет истории, достижений и новых открытий

www.триз.вшн-агту.рф
e-mail: triz@agni-rt.ru

Трудноизвлекаемые запасы
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Журнал «Трудноизвлекаемые запасы» – рецензируемое научно-техническое издание.

Главный редактор
А.А. Дьяконов, д.т.н., Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (Альметьевск, Россия)
Заместитель главного редактора
О.В. Жданеев, д.т.н., ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго РФ (Москва, Россия)

Редакционная коллегия
С.В. Головин, д.ф.-м.н., СО РАН (Новосибирск, Россия)
А.А. Осипцов, д.ф.-м.н., Сколковский институт науки и технологий (Москва, Россия)
Г.А. Калмыков, д.г.-м.н., МГУ им. М.В. Ломоносова (Москва, Россия)
С.Г. Кузьменков, д.г.-м.н., Югорский государственный университет (Ханты-Мансийск, Россия)
Б.Н. Мастобаев, д.т.н., Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа, Россия)
А.А. Махмутов, д.г.-м.н., ООО «НПФ «Нефтегазтехнология» (Уфа, Россия)
С.В. Степанов, д.т.н., ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (Тюмень, Россия)
Т.С. Усманов, к.х.н., институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Альметьевск, Россия)
К.М. Федоров, д.ф.-м.н., Тюменский государственный университет (Тюмень, Россия)
М.М. Хасанов, д.т.н., ПАО «Газпром Нефть» (Санкт-Петербург, Россия)
А.Н. Шандрыгин, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, Россия)
Буи Тхань Бинь, PhD, Университет «Петровьетнам» (Ба Риа, Вьетнам)
Мохд Сьязван, PhD, Университет Малайзии Сабах (Кота-Кинабалу, Малайзия)
Сун Цзэчжан, PhD, Китайско-российская совместная лаборатория по ИИ для углеродной нейтральности (Пекин, Китай)

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: **триз.вшн-агту.рф**

Редакция
Ответственный секретарь – **Т.П. Гришина**, к.г.н., (Альметьевск, Россия)
Специалист по верстке: Кадыргулова А.А., Привалова Ю.Р.
Специалист по переводу: Шигапова А.Х.
Дизайнер: Привалова Ю.Р.

Адрес редакции и издателя
423462, Российская Федерация, Республика Татарстан, Альметьевский р-н, г.п. город Альметьевск, г. Альметьевск, ул. Советская, д. 186А, пом. 1003
Свидетельство о регистрации СМИ: ЭЛ No ФС77-89894 от 5 августа 2025 г., выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)
Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
Дата выхода в свет 30.10.2026. Цена: бесплатно.
Форма распространения: сетевое издание
При цитировании ссылка на журнал «Трудноизвлекаемые запасы» обязательна
© 2026 Научно-технический журнал «Трудноизвлекаемые запасы».
Под изданием ГАОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»
Материалы журнала доступны под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

The journal «Hard-to-Recover Reserves» is a peer-reviewed scientific and technical publication.

Editor-in-chief
A.A. Dyakonov, Doctor of Technical Sciences, Almetyevsk state technological university «Petroleum higher school» (Almetyevsk, Russia)
Deputy Chief Editor
O.V. Zhdaneev, Doctor of Technical Sciences, Federal State Budgetary Institution «Russian Energy Agency» of the Ministry of Energy of the Russian Federation (Moscow, Russia)

Editorial Board
S.V. Golovin, Doctor of Physics and Mathematics, SB RAS (Novosibirsk, Russia)
A.A. Osiptsov, Doctor of Physics and Mathematics, Skolkovo Institute of Science and Technology (Moscow, Russia)
G.A. Kalmykov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Lomonosov Moscow State University (Moscow, Russia)
S.G. Kuzmenkov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Ugra State University (Khanty-Mansiysk, Russia)
B.N. Mastobaev, Doctor of Technical Sciences, Ufa State Petroleum Technical University (Ufa, Russia)
A.A. Makhmutov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, LLC SPF Neftegaztekhnologiya (Ufa, Russia)
Stepanov S.V., Doctor of Technical Sciences, Tyumen Oil Research Center LLC (Tyumen, Russia)
T.S. Usmanov, Ph.D of Chemistry, Institute «TatNIPIneft», PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (Almetyevsk, Russia)
K.M. Fedorov, Doctor of Physical Sciences, Tyumen State University (Tyumen, Russia)
M. M. Khasanov, Doctor of Technical Sciences, Gazprom Neft PJSC (St. Petersburg, Russia)
A.N. Shandrygin, Doctor of Technical Sciences, Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, Russia)
Bui Thanh Binh, PhD, Petrovietnam University (Ba Ria, Vietnam)
Mohd Syazvan, PhD, University of Malaysia Sabah (Kota Kinabalu, Malaysia)
Song Zezhang, PhD, China-Russia Joint Laboratory on AI for Carbon Neutrality (Beijing, China)

Full-text electronic version of the journal in the public domain: **триз.вшн-агту.рф**

Editorial office
Executive Secretary – **Tamara Grishina**, Ph.D of geographical sciences (Almetyevsk, Russia)
Layout specialist: Alsu Kadyrgulova, Yulia Privalova
Translation Specialist: Asiya Shigapova
Designer: Yulia Privalova

Editorial and Publisher Address
423462, office 1003, 186A, Sovetskaya str., town Almetyevsk, Almetyevsk, Almetyevsk district, Republic of Tatarstan, Russian Federation
Certificate of registration of mass media: EL No. FS77-89894 dated August 5, 2025, issued by the Federal Service for Supervision of Communications, Information Technology and Mass Communications (Roskomnadzor)
The Journal is issued 4 times a year
issue date 30.10.2026. Price: free.
Distribution form: online publication
When quoting, a reference to the journal «Hard-to-Recover Reserves» is required
© 2026 Scientific and Technical Journal «Hard-to-Recover Reserves». Published by Almetyevsk state technological university «Petroleum higher school»
All the materials of the journal are available under license Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.триз.вшн-агту.рф
e-mail: triz@agni-rt.ru

Трудноизвлекаемые запасы
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Оглавление

Слово главного реактора 4
А.А. Дьяконов

Обобщенные уравнения притока к скважине на установившемся режиме 6
А.В. Насыбуллин

Вероятностная геолого-экономическая оценка трудноизвлекаемых запасов карбонатного девона 12
Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин, Р.М. Хабипов, К.Д. Шуматбаев, Е.О. Беляков, Р.Р. Аглямов

Опыт компании «Татнефть» по совершенствованию инфраструктуры для поддержания пластового давления 23
А.А. Нургалиев, Р.Н. Ахмадиев

Метод повышения эффективности диагностики обрыва и отворота штанг 27
А.С. Галеев, Г.И. Бикбулатова, С.Е. Сабанов, Ю.Л. Болтнева

Оперативная оценка нефтеперспектив визейских (бобриковских) терригенных отложений Волго-Уральской антеклизы с учетом условий их формирования 33
П.А. Петайкин, А.А. Зеленая, А.В. Плюснин

Table of contents

Word from the editor-in-chief 4
A.A. Dyakonov

Generalized equations of inflow to the well at steady state 6
A.V. Nasybullin

Probabilistic geological and economic assessment of hard-to-recover reserves in Devonian carbonates 12
B.G. Ganiev, A.A. Lutfullin, R.M. Khabipov, K.D. Shumatbaev, E.O. Belyakov, R.R. Aglyamov

Experience of Tatneft in Improving the Reservoir Pressure Maintenance Infrastructure 23
A.A. Nurgaliev, R.N. Akhmadiev

Method for improving the efficiency of diagnosing sucker rod parting and twist-off 27
A.S. Galeyev, G.I. Bikbulatova, S.L. Sabanov, Yu.A. Boltneva

Formation conditions and prospects of the Visean (Bobrikovian) terrigenous deposits of the Volga-Ural anteclise 33
P.A. Petaykin, A.A. Zelenaya, A.V. Plyusnin

www.триз.вшн-агту.рф
e-mail: triz@agni-rt.ru

Трудноизвлекаемые запасы
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Слово главного редактора



Уважаемые коллеги, дорогие читатели!

Энергия знаний: 70 лет на службе нефтяной отрасли.

В 2026 году Альметьевскому государственному технологическому университету «Высшая школа нефти» исполняется 70 лет. Для университета, чья история с самого начала неразрывно связана с развитием нефтяной промышленности Татарстана, этот юбилей – прежде всего повод осмыслить, что остается неизменным на протяжении десятилетий. Это энергия знаний – способность превращать научный поиск, инженерную мысль и профессиональный опыт в решения, необходимые отрасли.

За семь десятилетий менялись технологии, требования к инженеру, масштабы и сложность производственных задач. Вместе с ними менялся и университет. Сегодня Высшая школа нефти развивается как пространство, где образование, наука и производство работают в единой системе. Важнейшую роль в этой трансформации играет образовательная система ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, базовой частью которой является Высшая школа нефти. Компания участвует в формировании образовательной среды, постановке реальных производственных задач, развитии исследовательской инфраструктуры и подготовке инженерных кадров. Объединение потенциала университета и Института «ТатНИПИнефть» позволяет выстраивать обучение вокруг актуальных технологических вызовов отрасли – от разработки месторождений и геофизики до цифровых и биотехнологических решений. Особенно важно, что такая модель дает студентам возможность уже в период обучения работать с практическими кейсами и понимать ответственность инженера за конкретный производственный результат.

Одновременно университет становится все более открытым международному научному и образовательному взаимодействию. Работа в консорциуме CRUTech, взаимодействие с зарубежными вузами, такими как Китайский нефтяной университет и Университет Малайзии Сабах, а также участие иностранных ученых и студентов в совместных проектах и конференциях расширяют профессиональные связи и включают Альметьевск в глобальную инженерную повестку. Это подтверждается и рейтингами: в 2026 году наш вуз вошел в ТОП-50 лучших европейских вузов по направлению инжиниринга и технологий. Сегодня это особенно важно, так как технологические задачи нефтегазовой отрасли требуют междисциплинарного подхода, обмена научными идеями и умения работать в глобальном профессиональном контексте.

Особое значение в этой системе имеет журнал «Трудноизвлекаемые запасы». Его задача – объединять ученых, инженеров, преподавателей и производственников вокруг вопросов, от решения которых во многом зависит технологическое будущее нефтяной отрасли. Поэтому юбилейный выпуск для нас – не только часть празднования 70-летия университета, но и продолжение его главной традиции: создавать знания, проверять их практикой и делиться ими с профессиональным сообществом.

Современная нефтяная отрасль вступает в этап, когда устойчивость добычи все в большей степени определяется способностью эффективно осваивать геологически и технологически сложные запасы. По мере выработки наиболее доступной части ресурсной базы возрастает роль объектов, для которых традиционных подходов к изучению месторождения, проектированию разработки и управлению добычей уже недостаточно.

Трудноизвлекаемые запасы при этом нельзя рассматривать как однородный класс объектов. Различия в строении и свойствах коллекторов, характеристиках пластовых флюидов, фильтрационных процессах, степени выработанности месторождений и реакции пластовой системы на технологическое воздействие требуют различных инженерных решений. Именно поэтому освоение ТрИЗ не может быть сведено к поиску одной универсальной технологии. Это междисциплинарная задача, находящаяся на пересечении геологии и геофизики, физики пласта, разработки месторождений, геомеханики, бурения и заканчивания скважин, методов увеличения нефтеотдачи, промыслового мониторинга, математического моделирования и анализа данных.

По мере усложнения объектов меняются и требования к самой нефтегазовой науке. Значимость исследовательского результата определяется уже не только новизной предложенного метода или полученным в лаборатории эффектом. Не менее важны физическая обоснованность результата, оценка неопределенности, его воспроизводимость, возможность масштабирования и подтверждение эффективности в реальных промысловых условиях. Переход от научной гипотезы к устойчивой технологии становится самостоятельной исследовательской задачей.

Именно на этом пересечении фундаментального понимания и инженерной практики формируется сегодня одна из наиболее значимых исследовательских повесток нефтяной отрасли. Новые методы изучения сложнопостроенных коллекторов, совершенствование технологий воздействия на пласт, интегрированное моделирование, развитие инструментов мониторинга, автоматизации и интеллектуального анализа данных расширяют возможности разработки запасов, которые еще недавно находились за пределами технологической или экономической эффективности. Вместе с тем каждое такое решение требует критической проверки: технология ценна не сама по себе, а той дополнительной извлекаемостью, надежностью и управляемостью разработки, которые она способна обеспечить.

Для журнала «Трудноизвлекаемые запасы» эта проблематика определяет не только название, но и его научную миссию. Наша задача – формировать пространство профессиональной дискуссии, в котором результаты фундаментальных и прикладных исследований сопоставляются с данными эксперимента и промысловой практики, а новые технологические решения рассматриваются вместе с границами их применимости. Особенно важен диалог исследователей и инженеров: именно он позволяет превращать производственную проблему в корректно поставленную научную задачу, а научный результат – в проверяемое инженерное решение.

Поэтому юбилейный выпуск журнала для нас – не столько обращение к прошлому, сколько повод сформулировать требования к будущему. Освоение трудноизвлекаемых запасов будет требовать более глубокого понимания пластовых систем, более точных моделей, более совершенных технологий воздействия и мониторинга, а главное – способности объединять знания разных инженерных и научных дисциплин для решения одной производственной задачи.

Семьдесят лет – серьезная дистанция, но для университета это не итог. Это точка, из которой мы смотрим вперед. Нефть остается важнейшим энергетическим ресурсом, однако будущее отрасли определяется не только запасами недр. Оно определяется запасом идей, компетенций и исследовательской смелости людей.

Именно эта энергия – энергия знаний – была и остается нашим главным ресурсом.

Александр Анатольевич Дьяконов
Главный редактор журнала «Трудноизвлекаемые запасы»
д.т.н., профессор
Ректор АГТУ ВШН

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 622.276.031:532.5

Обобщенные уравнения притока к скважине на установившемся режиме

А.В. Насыбуллин
Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Российская Федерация

В статье представлен вывод обобщенных формул дебита вертикальной скважины при радиальном установившемся притоке жидкости для случаев отклонения от закона Дарси. Приведены графики зависимости дебита от градиента давления и определено время прорыва воды при непоршневом вытеснении нефти водой для различных законов фильтрации.

Ключевые слова: подземная гидромеханика, уравнение притока, закон Дарси, радиальный приток, установившийся приток, формула Дюпюи, формула Мирзаджанзаде, формула Форхгеймера, непоршневое вытеснение, относительные фазовые проницаемости, теория Бакли-Леверетта.

Для цитирования: Насыбуллин А.В. (2026). Обобщенные уравнения притока к скважине на установившемся режиме. Трудноизвлекаемые запасы, 1(3), с. 6-11.

Generalized equations of inflow to the well at steady state

A.V. Nasybullin
Almetyevsk State Technological University «Petroleum higher school», Almetyevsk, Russian Federation

The article presents the derivation of generalized formulas for the flow rate of a vertical well with a radial steady-state inflow of liquid for cases of deviation from Darcy's law. Graphs of the flow rate dependence on the pressure gradient are presented and the time of water breakthrough during non-piston displacement of oil by water for various filtration laws is determined.

Keywords: reservoir engineering, inflow equation, Darcy's law, radial inflow, steady-state inflow, Dupuis formula, Mirzajanzadeh formula, Forchheimer formula, non-piston displacement, relative phase permeability, Buckley-Leverett theory.

Recommended citation: Nasybullin A.V (2026). Generalized equations of inflow to the well at steady state. Hard-to-recover reserves, 1(3), pp. 6-11.

Введение

Будем рассматривать одномерное радиальное течение жидкости в пористой среде (нефтяном пласте) к вертикальной скважине на установившемся режиме. Как правило, такое течение описывается законом Дарси, а уравнение притока на установившемся режиме описывается его следствием – формулой Дюпюи (Щелкачев, Лапук, 1949; Маскет, 1949; Чарный, 1963; Полубарина-Кочина, 1969; Баренблатт и др., 1984; Ентов, Зазовский, 1989).

Хорошо известно, что закон Дарси имеет пределы применимости, связанные как с проявлением инерционных сил при высоких скоростях фильтрации (верхний предел), так и с проявлением неньютоновских свойств жидкости при течении через пористую среду при низких скоростях фильтрации (нижний предел). Для первого случая применяется уравнение Ф. Форхгеймера Forchheimer, 1901), для второго – уравнение А.Х. Мирзаджанзаде (Мирзаджанзаде и др., 1992; Мирзаджанзаде и др., 1992; Желтов, 1998). Уравнение Ф. Форхгеймера применяется в околоскважинных зонах, имеющих высокие скорости фильтрации и в трещиноватых, и в карстовых породах. Уравнение А.Х. Мирзаджанзаде применяется при сверхнизкой подвижности флюида, обуславливающей проявление неньютоновских свойств (Басниев и др., 1986; Басниев и др., 2006; Гиматудинова, 1983).

Целью настоящей работы является получение уравнений притока к вертикальной скважине на установившемся режиме для каждого из законов фильтрации и обобщенной формулы, учитывающей оба этих закона, а также оценка влияния от применения этих законов на время прорыва воды при двухфазной фильтрации.

Материалы и методы

Запишем обобщенный закон Дарси для радиального притока к вертикальной скважине для случая фильтрации флюида с предельным градиентом давления, сформулированный А.Х. Мирзаджанзаде (Нигматулин, 1987; Мирзаджанзаде и др., 1999; Мирзаджанзаде и др., 2004; Дияшев и др., 2009):

$$v = \frac{k}{\mu}\left(\frac{dp}{dr} - G\right), \quad \frac{dp}{dr} > G \tag{1}$$

$$v = 0, \quad \frac{dp}{dr} \le G \tag{2}$$

где G – предельный (начальный) градиент давления.

$$\frac{q}{2\pi rh} = \frac{k}{\mu}\left(\frac{dp}{dr} - G\right) \tag{3}$$

Перегруппируем слагаемые:

$$\left(\frac{q}{r}+\frac{2\pi kh}{\mu}G\right)dr=\frac{2\pi kh}{\mu}dp \quad (4)$$

Проинтегрируем:

$$\int_{r_c}^{R_k}\left(\frac{q}{r}+\frac{2\pi kh}{\mu}G\right)dr=\int_{p_c}^{p_k}\frac{2\pi kh}{\mu}dp \quad (5)$$

$$q\ln\frac{R_k}{r_c}+\frac{2\pi kh}{\mu}\left(R_k-r_c\right)G=\frac{2\pi kh}{\mu}\left(p_k-p_c\right)+C \quad (6)$$

Применим начальное условие, что при t=0, $p_к=p_c$, $R_k=r_c$, q=0. Отсюда следует, что C=0.

Тогда:

$$q=\frac{2\pi kh}{\mu}\frac{p_k-p_c-(R_k-r_c)G}{\ln\frac{R_k}{r_c}} \quad (7)$$

Поскольку R_k на 3-4 порядка больше, чем r_c, радиусом скважины можно пренебречь. Окончательно получим:

$$q=\frac{2\pi kh}{\mu}\frac{p_k-p_c-R_kG}{\ln\frac{R_k}{r_c}} \quad (8)$$

Для инерционного течения, возникающего при высоких скоростях, градиент давления увеличивается с большей скоростью, чем расход, и используется специальная модификация закона Дарси – двучленный закон фильтрации, известный как уравнение Ф. Форхгеймера, содержащее дополнительный член со скоростью фильтрации во второй степени.

$$\frac{dp}{dr}=\frac{\mu}{k}v+\beta\frac{\rho}{\sqrt{k}}v^2 \quad (9)$$

Выводить отдельно уравнение притока по двучленному закону фильтрации не будем, а получим сразу обобщенное уравнение притока к скважине, включающее как уравнение Форхгеймера, так и закон с предельным градиентом давления Мирзаджанзаде. Тогда уравнение притока по уравнению Форхгеймера можно легко получить, приняв предельный градиент давления равным нулю.

$$\left(\frac{dp}{dr}-G\right)=\frac{\mu}{k}v+\beta\frac{\rho}{\sqrt{k}}v^2,\quad \frac{dp}{dr}>G \quad (10)$$

$$v=0,\quad \frac{dp}{dr}\le G \quad (11)$$

$$\frac{dp}{dr}-G=\frac{\mu}{k}\frac{q}{2\pi rh}+\beta\frac{\rho}{\sqrt{k}}\left(\frac{q}{2\pi rh}\right)^2 \quad (12)$$

Помножим на dr и проинтегрируем его:

$$\int_{p_c}^{p_k}dp=\int_{r_c}^{R_k}\frac{\mu}{k}\frac{q}{2\pi rh}dr+\int_{r_c}^{R_k}\beta\frac{\rho}{\sqrt{k}}\left(\frac{q}{2\pi rh}\right)^2dr+\int_{r_c}^{R_k}Gdr \quad (13)$$

$$p_k-p_c=\frac{q\mu}{2\pi kh}\ln\frac{R_k}{r_c}+\beta\frac{\rho}{\sqrt{k}}\left(\frac{q}{2\pi h}\right)^2\left(\frac{1}{r_c}-\frac{1}{R_k}\right)+\left(R_k-r_c\right)G+C \quad (14)$$

При t=0, $p_k=p_c$, $R_k=r_c$, q=0. Отсюда следует, что C=0.

Поскольку R_k на 3-4 порядка больше, чем r_c, 1/R_k пренебрежимо мало.

Получили квадратное уравнение относительно дебита.

$$\frac{\beta\rho}{4\sqrt{k}\pi^2h^2r_c}q^2+\frac{\mu}{2\pi kh}\ln\frac{R_k}{r_c}q+R_kG-\left(p_k-p_c\right)=0 \quad (15)$$

К положительному корню приводит следующее решение уравнения:

$$q=\frac{\sqrt{\left(\frac{\mu}{2\pi kh}\ln\frac{R_k}{r_c}\right)^2-\frac{\beta\rho}{\sqrt{k}\pi^2h^2r_c}\left(R_kG-\left(p_k-p_c\right)\right)}-\frac{\mu}{2\pi kh}\ln\frac{R_k}{r_c}}{\frac{\beta\rho}{2\sqrt{k}\pi^2h^2r_c}} \quad (16)$$

Результаты

Рассмотрим следующий пример.

Имеется однородный пласт толщиной 5 м, с проницаемостью 0,08 мкм2, насыщенный нефтью с вязкостью 7 мПа*с. В пласте реализуется установившийся приток к вертикальной скважине радиусом 0,1 м, от контура питания на расстоянии 250 м, на котором поддерживается пластовое давление 17,5 МПа. Забойное давление в скважине составляет 7,5 МПа. Предельный градиент давления составляет 0,025 МПа/м. Требуется найти дебит такой скважины.

Решение данной задачи даст ответ 39,6 м3/сут по формуле Дюпюи, 14,9 м3/сут по формуле с учетом предельного градиента, 35,3 м3/сут по формуле Форхгеймера, 14,2 м3/сут по обобщенной формуле.

Решая данную задачу для разных градиентов давления, можно определить зависимости дебита от градиента давления для разных уравнений притока (рис.1).

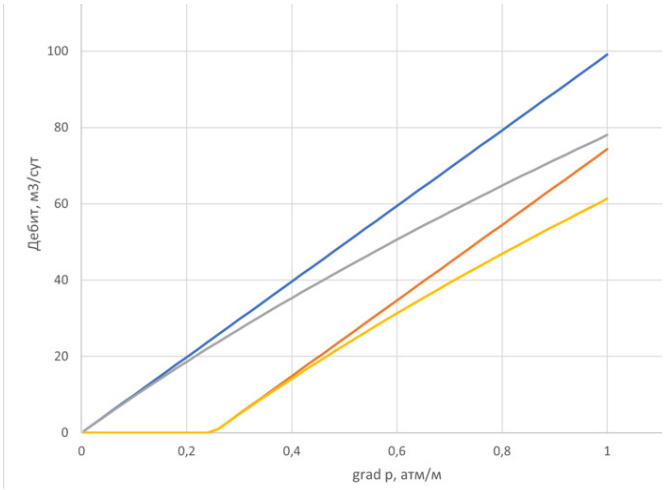


Рис. 1. Дебит нефти в зависимости от закона фильтрации

Выше были рассмотрены различные уравнения притока однофазной жидкости к скважине. При этом очевидно, что как для закона фильтрации с предельным градиентом, так и для двучленного закона Форхгеймера и для обобщенного закона необходимы большие градиенты давления для достижения аналогичного дебита, полученного по формуле Дюпюи. То есть при условии преодоления предельного градиента давления эти жидкости ведут себя как некая жид-

кость с большей вязкостью. Такую вязкость можно условно назвать эффективной вязкостью и получить путем построения уравнения прямой из начала координат к соответствующей функции при заданном градиенте давления.

Из общих соображений ясно, что при двухфазной фильтрации нефти и воды по трем обобщенным законам время прорыва воды должно наступить раньше, чем при притоке по формуле Дюпюи. Проверим данное утверждение, а заодно оценим степень изменения времени прорыва. Для этого применим теорию Бакли-Леверетта. Для каждого закона фильтрации будем применять ее отдельно, взяв в качестве вязкости нефти эффективную вязкость для двух депрессий: 10 МПа и 15 МПа. Соответствующие эффективные вязкости нефти приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Эффективные вязкости нефти

	Вязкость, мПа*с			
	Дарси	Мирзаджанзаде	Форхгеймер	Обобщенный
10 МПа	7	18,66	7,85	19,58
15 МПа	7	12	8,22	13,3

Добавим к рассмотренному примеру функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для нефти и воды и построим их графики (Насыбуллин, 2026).

Таблица 2 – Функции ОФП

sw	нефть	вода
0,17	0,9031	0,000
0,23	0,7203	0,005
0,29	0,5549	0,010
0,35	0,4095	0,020
0,41	0,2862	0,040
0,44	0,2332	0,050
0,53	0,1097	0,100
0,62	0,0367	0,190
0,68	0,0121	0,260
0,77	0,0000	0,400

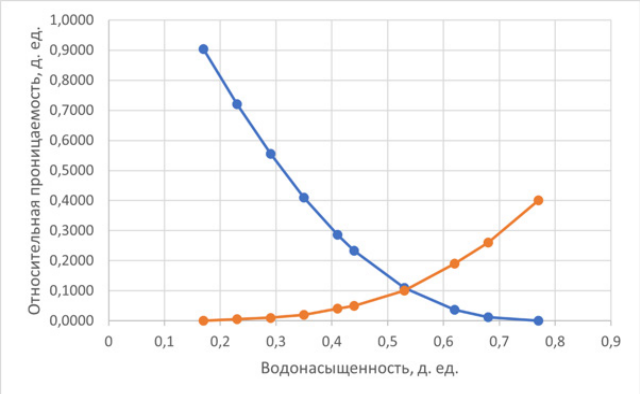


Рис. 2. Функции ОФП

$$f_w = \frac{\frac{k_в}{\mu_в}}{\frac{k_в}{\mu_в} + \frac{k_н}{\mu_н}} \quad (17)$$

Таблица 3 – Функция Бакли-Леверетта

sw	Fw
0,17	0,00
0,23	0,03
0,29	0,07
0,35	0,16
0,41	0,36
0,44	0,46
0,53	0,78
0,62	0,95
0,68	0,99
0,77	1,00

График функции Бакли-Леверетта представлен на рис. 3.

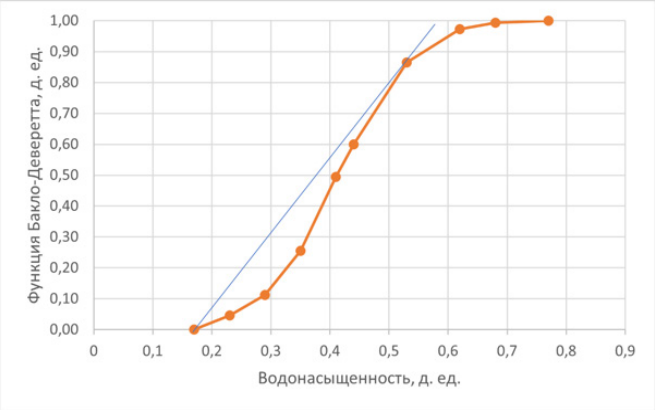


Рис. 3. Функция Бакли-Леверетта и касательная к ней

Проведя касательную из начальной точки к графику функции, определим насыщенность на фронте, равную 0,53, и обводненность, равную 0,85.

Найдем производную функции Бакли-Леверетта, представленную в следующем виде:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_н}{k_в}\frac{\mu_в}{\mu_н}} \quad (18)$$

Отношение относительных проницаемостей хорошо аппроксимируется экспоненциальной функцией следующего вида:

$$\frac{k_н}{k_в} = ae^{bS} \quad (19)$$

Линеаризуем функцию путем логарифмирования обеих ее частей.

$$\ln \frac{k_н}{k_в} = \ln\left(ae^{bS}\right) = \ln a + \ln\left(e^{bS}\right) = \ln a + bS \quad (20)$$

По графику данной функции в полулогарифмических координатах получим уравнение регрессии и определим коэффициенты a и b.

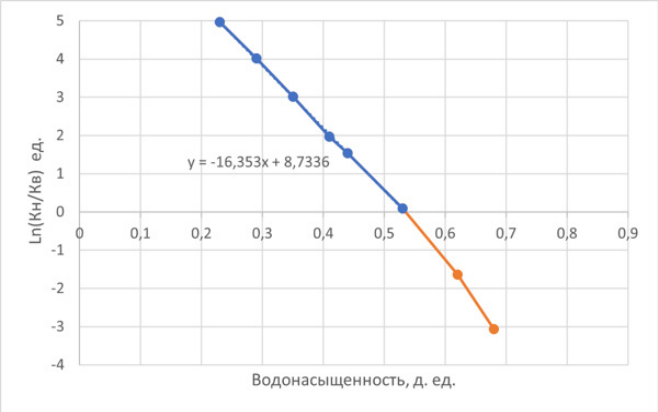


Рис. 4. Зависимость отношения ОФП от водонасыщенности в полулогарифмических координатах

$$\ln a = 8{,}733 \quad (21)$$

$$a = 6204{,}313 \quad (22)$$

$$b = -16{,}353 \quad (23)$$

Поскольку

$$f_w = \frac{1}{1+\left(\frac{\mu_в}{\mu_н}\right)ae^{bS}} \quad (24)$$

То:

$$\frac{df_w}{dS} = \frac{-\left(\frac{\mu_в}{\mu_н}\right)abe^{bS}}{\left[1+\left(\frac{\mu_в}{\mu_н}\right)ae^{bS}\right]^2} \quad (25)$$

Таблица 4 – Функция производной Бакли-Леверетта

S	(df_w)/dS
0,17	0,287
0,23	0,722
0,29	1,659
0,35	3,120
0,41	4,081
0,44	3,923
0,53	1,878
0,62	0,535
0,68	0,209
0,77	0,049

График производной выглядит так

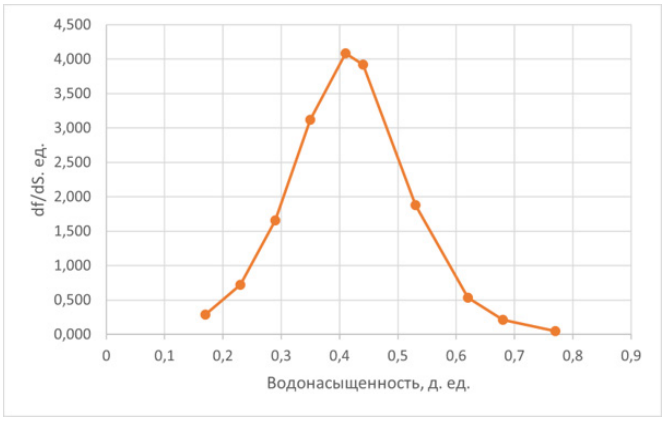


Рис. 5. Зависимость производной функции Бакли-Леверетта от водонасыщенности

Неоднозначность можно исключить путем кусочно-заданной аппроксимации функции, приняв для нее значение 1,878 при водонасыщенности менее 0,53 (рис.7).

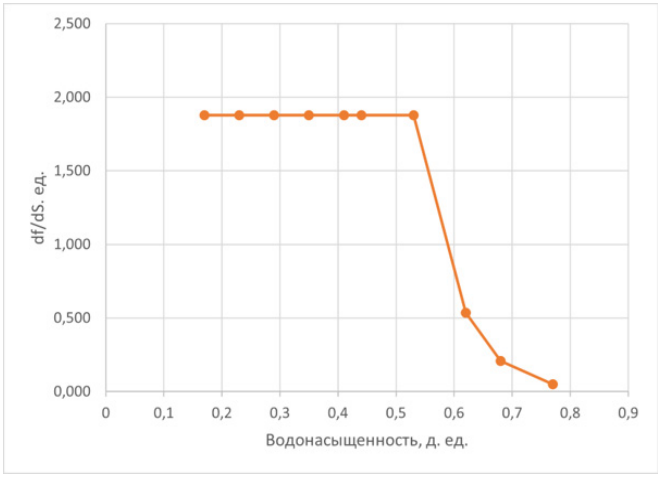


Рис. 7. Кусочно-заданная производная функции Бакли-Леверетта

Время прорыва воды для депрессии 10 МПа определим по соотношению:

$$t_{пр} = \frac{mR_k}{vf'(s_ф)} = 779 \text{ дней} \quad (26)$$

Повторив данные вычисления для каждого закона фильтрации при двух депрессиях получим следующие результаты.

Таблица 5 – Время прорыва воды

	Время прорыва воды, дней			
	Дарси	Мир-заджан-заде	Форхгей-мер	Обобщен-ный
10 МПа	779	436	586	430
15 МПа	520	284	399	276

Выводы.

Получены обобщенные формулы дебита вертикальной скважины при радиальном установившемся притоке жидкости для случаев отклонения от закона Дарси. Определены зависимости дебита от градиента давления и время прорыва воды при непоршневом вытеснении нефти водой для различных законов фильтрации.

Дальнейшее развитие обобщенных уравнений притока возможно в применении к притоку к стволам горизонтальных и многозабойных скважин (Насыбуллин и др., 2023; Насыбуллин и др., 2014; Насыбуллин, Войкин, 2015).

Список литературы:

1. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. (1949). Подземная гидравлика / под ред. Л.С. Лейбензона. М.; Л.: Гостоптехиздат, 525 с

2. Маскет М. (1949). Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.: Гостоптехиздат, 522 с.

3. Чарный И.А. (1963). Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 396 с.

4. Развитие исследований по теории фильтрации СССР (1969) / под ред. П.Я. Полубариной-Кочиной. М.: Недра, 545 с.

5. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. (1984). Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 211 с.

6. Ентов В.М., Зазовский А.Ф. (1989). Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. М.: Недра, 232 с.

7. Forchheimer P. (1901). Wasserbewegung durch Boden. Berlin: Verlag von Julius Springer, 72 S.

8. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г. (1992). Физика нефтяного и газового пласта: учебник для вузов. Москва: Недра, 271 с.

9. Мирзаджанзаде А.Х., Ахметов И.М., Басниев К.С. (1992). Подземная гидрогазодинамика. Москва: ГАНГ, 86 с.

10. Желтов Ю.П. (1998). Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: ОАО «Издательство Недра», 365 с.

11. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н. и др. (1986). Подземная гидравлика: учебник для вузов. М.: Недра, 303 с.

12. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. (2006). Подземная гидромеханика. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 488 с.

13. Гиматудинова Ш.К. (1983). Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. М.: Недра, 464 с.

14. Нигматулин Р.И. (1987). Динамика многофазных сред. М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 360 с.

15. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. (1999). Этюды о моделировании сложных системнефтедобычи.Нелинейность,неравновесность, неопределенность. Уфа: Издательство «Гилем», 462 с.

16. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. (2004). Моделирование процессов нефтегазодобычи: нелинейность, неравновесность, неопределенность. Москва: Институт компьютерных исследований, 367 с.

17. Дияшев Р.Н., Хисамов Р.С., Чекалин А.Н., Конюхов В.М. (2009). Форсированный отбор жидкости из трещиновато-пористого пласта с неньютоновской нефтью и подошвенной водой. Георесурсы, 2(30), с. 37–40.

18. Насыбуллин А.В. (2026). Теоретические основы геолого-гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений: учебное пособие. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 346 с.

19. Насыбуллин А.В., Морозов П.Е., Шамсиев М.Н. и др. (2023). Аналитические и полуаналитические методы расчета притока жидкости к горизонтальной скважине (обзор). Георесурсы, 25(4), с. 252–259.

20. Насыбуллин А.В., Лифантьев А.В., Васильев В.В., Астахова А.Н. (2014). Управление моделью установившегося притока жидкости к горизонтальной скважине и трещине бесконечной проводимости. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 6, с. 27–32.

21. Насыбуллин А.В., Войкин В.Ф. (2015). К определению дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения. Георесурсы, 4-2(63), с. 35–38..

Сведения об авторах

Насыбуллин Арслан Валерьевич – д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Альметьевского государственного технологического университета «Высшая школа нефти».

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

E-mail: arsval@bk.ru

References

1. Shchelkachev V.N., Lapuk B.B. (1949). Underground Hydraulics / ed. by L.S. Leibenzon. Moscow; Leningrad: Gostoptekhizdat, 525 p.

2. Muskat M. (1949). The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media. Moscow: Gostoptekhizdat, 522 p.

3. Charny I.A. (1963). Underground Hydrogas

Dynamics. Moscow: Gostoptekhizdat, 396 p.

4. Development of Research on Filtration Theory in the USSR (1969) / ed. by P.Ya. Polubarinova-Kochina. Moscow: Nedra, 545 p.

5. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. (1984). Flow of Liquids and Gases in Natural Reservoirs. Moscow: Nedra, 211 p.

6. Entov V.M., Zazovsky A.F. (1989). Hydrodynamics of Enhanced Oil Recovery Processes. Moscow: Nedra, 232 p.

7. Forchheimer P. (1901). Wasserbewegung durch Boden. Berlin: Verlag von Julius Springer, 72 S.

8. Mirzadzhanzade A.Kh., Ametov I.M., Kovalev A.G. (1992). Physics of Oil and Gas Reservoirs: Textbook for Higher Education Institutions. Moscow: Nedra, 271 p.

9. Mirzadzhanzade A.Kh., Akhmetov I.M., Basniev K.S. (1992). Underground Hydrogas Dynamics. Moscow: GANG, 86 p.

10. Zheltov Yu.P. (1998). Oil Field Development: Textbook for Higher Education Institutions. 2nd ed., revised and enlarged. Moscow: Nedra Publishing House, 365 p.

11. Basniev K.S., Vlasov A.M., Kochina I.N., et al. (1986). Underground Hydraulics: Textbook for Higher Education Institutions. Moscow: Nedra, 303 p.

12. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Kanevskaya R.D., Maksimov V.M. (2006). Underground Hydromechanics. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Science, 488 p.

13. Gimatudinova Sh.K. (1983). Reference Guide to the Design of Oil Field Development and Operation. Development Design. Moscow: Nedra, 464 p.

14. Nigmatulin R.I. (1987). Dynamics of Multiphase Media. Moscow: Nauka, Main Editorial Office for Physics and Mathematics Literature, 360 p.

15. Mirzadzhanzade A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. (1999). Essays on Modeling Complex Oil Production Systems. Nonlinearity, Nonequilibrium, Uncertainty. Ufa: Gilem Publishing House, 462 p.

16. Mirzadzhanzade A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. (2004). Modeling of Oil and Gas Production Processes: Nonlinearity, Nonequilibrium, Uncertainty. Moscow: Institute of Computer Science, 367 p.

17. Diyashev R.N., Khisamov R.S., Chekalin A.N., Konyukhov V.M. (2009). Forced Fluid Withdrawal from a Fractured-Porous Reservoir with Non-Newtonian Oil and Bottom Water. Georesursy, 2(30), pp. 37–40.

18. Nasybullin A.V. (2026). Theoretical Foundations of Geological and Hydrodynamic Modeling of Oil Field Development: Textbook. Izhevsk: Institute of Computer Science, 346 p.

19. Nasybullin A.V., Morozov P.E., Shamsiev M.N., et al. (2023). Analytical and Semi-Analytical Methods for Calculating Fluid Inflow to a Horizontal Well: A Review. Georesursy, 25(4), pp. 252–259.

20. Nasybullin A.V., Lifantiev A.V., Vasiliev V.V., Astakhova A.N. (2014). Control of a Steady-State Fluid Inflow Model to a Horizontal Well and an Infinite-Conductivity Fracture. Automation, Telemechanization and Communication in the Oil Industry, 6, pp. 27–32.

21. Nasybullin A.V., Voikin V.F. (2015). On Determining the Flow Rate of a Horizontal Well under Steady-State Conditions in a Waterflooding Element. Georesursy, 4-2(63), pp. 35–38.

About the Authors

Arslan V. Nasybullin – Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department "Development and Exploitation of Oil and Gas Fields", Almetyevsk State Technological University "Higher School of Petroleum"

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

E-mail: arsval@bk.ru

Статья поступила в редакцию 19.07.2026
Принята к публикации 20.08.2026
Опубликована 30.10.2026.

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 553.98:553.04

Вероятностная геолого-экономическая оценка трудноизвлекаемых запасов карбонатного девона

Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин, Р.М. Хабипов, К.Д. Шуматбаев, Е.О. Беляков, Р.Р. Аглямов
Департамент разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Российская Федерация

Представлена вероятностная оценка карбонатных объектов верхнего девона с учётом неоднородности продуктивной толщи, условий осадконакопления и сохранности залежей. Для заволжского, данково-лебедянского, елецкого и евланово-ливенского горизонтов сохранены самостоятельные геологические характеристики. Палеогеографические и прогнозные карты связаны с ресурсной оценкой, пятифакторной моделью шанса геологического успеха gCoS и сценарным расчётом ожидаемой денежной стоимости EMV. На примере данково-лебедянского объекта показана схема экономической оценки. Ценность дополнительной информации VOI рассматривается как основание выбора дальнейших исследований.

Ключевые слова:карбонатный девон; трудноизвлекаемые запасы; заволжский горизонт; данково-лебедянский горизонт; неоднородность; ресурсы нефти; геологический риск; ожидаемая денежная стоимость; EMV; ценность дополнительной информации; VOI.

Для цитирования: Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин, Р.М. Хабипов, К.Д. Шуматбаев, Е.О. Беляков, Р.Р. Аглямов (2026). Вероятностная геолого-экономическая оценка трудноизвлекаемых запасов карбонатного девона Трудноизвлекаемые запасы,1(3), с. 12-22.

Probabilistic geological and economic assessment of hard-to-recover reserves in Devonian carbonates

B.G. Ganiev, A.A. Lutfullin, R.M. Khabipov, K.D. Shumatbaev, E.O. Belyakov, R.R. Aglyamov
Field Development Department, Tatneft-Dobycha, PJSC Tatneft, Almetyevsk, Russian Federation

A probabilistic assessment of Upper Devonian carbonate targets is presented, taking into account reservoir heterogeneity, depositional conditions and the preservation of hydrocarbon accumulations. The distinct geological characteristics of the Zavolzhsky, Dankovo-Lebedyansky, Elets and Evlanovo-Liven horizons are retained. Palaeogeographic and predictive maps are linked to resource assessment, a five-factor model of geological chance of success (gCoS) and scenario-based calculation of expected monetary value (EMV). An economic assessment framework is illustrated using a Dankovo-Lebedyansky target as an example. The value of additional information (VOI) is considered as a basis for selecting further studies.

Keywords: carbonate Devonian, hard-to-recover reserves, Zavolzhsky horizon, Dankovo-Lebedyansky horizon, heterogeneity, oil resources, geological risk, expected monetary value, value of information, VOI.

Recommended citation: Ganiev B.G., Lutfullin A.A., Khabipov R.M., Shumatbaev K.D., Belyakov E.O., Aglyamov R.R. (2026). Probabilistic geological and economic assessment of hard-to-recover reserves in Devonian carbonates. Hard-to-recover reserves, 1(3), pp. 12-22.

Введение

Неоднородность карбонатного девона проявляется в чередовании проницаемых прослоев и плотных разделов, изменяющихся по площади и толщине. Её формирование связано с глубиной морского бассейна, поступлением глинистого материала и положением органогенных построек (Хисамов и др., 2010; Хисамов и др., 2016). Поэтому ресурсная оценка требует согласованного описания строения продуктивной толщи и условий существования залежей.

Цель работы — связать геологическую характеристику заволжских, данково-лебедянских и смежных верхнедевонских объектов с вероятностной оценкой ресурсов, геологического успеха и экономического результата. На этой основе рассматривается выбор исследований, способных изменить решение об изучении и освоении объекта.

Методика вероятностной оценки ресурсов

Ресурсы оцениваются объёмным методом. Для исходных параметров задаются диапазоны значений и законы распределения, позволяющие учитывать возможные варианты строения залежи (Алтунин и др., 2017):

$$Q = F \cdot h_{эф} \cdot k_{п} \cdot k_{н} \cdot \theta \cdot \rho \qquad (1)$$

где Q — геологический объём нефти в массовом выражении; F — площадь; $h_{эф}$ — эффективная нефтенасыщенная толщина; $k_{п}$ и $k_{н}$ — коэффициенты пористости и нефтенасыщенности; θ — пересчётный коэффициент; ρ — плотность нефти.

Диапазон результата характеризуют уровни P10 (большая оценка), P50 (средний уровень) и P90 (меньшая оценка).

Наибольшая чувствительность установлена к пористости и эффективной нефтенасыщенной толщине: размах оценки составляет около 50% по каждому параметру. Для нефтенасыщенности он равен около 31%, для площади — около 21% (рисунок 1). Эти значения не являются долями одного целого.



Рис. 1. Чувствительность расчётной оценки к неопределённости исходных параметров

При задании диапазонов пористости и эффективной толщины необходимо учитывать строение проницаемой части разреза (Беляков и др., 2024).

Неоднородность продуктивной толщи карбонатного девона

Доля проницаемой части — отношение эффективной толщины к общей; используемое название «коэффициент песчанистости» не меняет его смысла для карбонатных пород. Коэффициент расчленённости характеризует среднее число проницаемых прослоев и вертикальную неоднородность горизонта.

Таблица 1 – Характеристики проницаемой части верхнедевонских горизонтов

Горизонт	Доля проницаемой части, доли единицы	Коэффициент расчленённости
Заволжский	0,58	5,15
Данково-лебедянский	0,50	3,98
Елецкий	0,52	3,67
Евланово-ливенский	0,42	5,59

Характеристики горизонтов приведены в таблице 1 и на рисунках 2 и 3. Они используются при построении геологической модели, а не для самостоятельного ранжирования объектов.

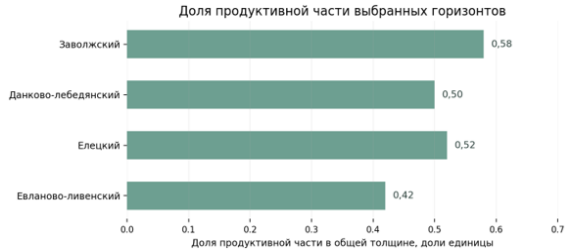


Рис. 2. Доля проницаемой части в продуктивной толще



Рисунок 3 Среднее число проницаемых интервалов в разрезе

Пространственное представление неоднородности

Площадное распространение, доля проницаемой части и расчленённость характеризуют разные стороны неоднородности. Их соотношение показано на рисунке 4 без привязки к конкретным скважинам.

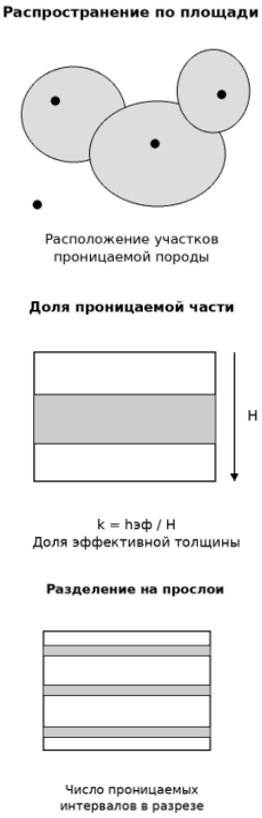


Рис. 4. Три стороны описания неоднородности продуктивной толщи

Одномерная модель пригодна для первичной оценки, но не отражает взаимного положения прослоев и межскважинных изменений. Крупномасштабная неоднородность уточняется пространственной моделью и не включается формально в одномерную вероятность наличия коллектора.

Геологическую основу пространственной модели задают условия осадконакопления, определяющие состав и распространение пород (рисунок 5). Их развитие для рассматриваемых горизонтов прослеживается далее по палеогеографическим реконструкциям.

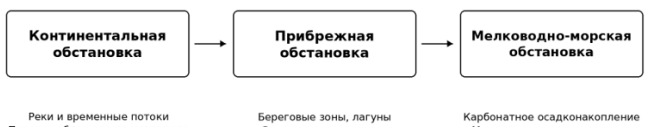


Рисунок 5 Обстановки накопления осадков и характер осадочного материала

Палеогеографические предпосылки формирования коллекторов

Для елецких и данково-лебедянских отложений существенны ранне- и среднефаменские условия: мелководье преимущественно на западе и поступление глинистого материала, местами ограничивавшее развитие крупных органогенных построек (рисунок 6).

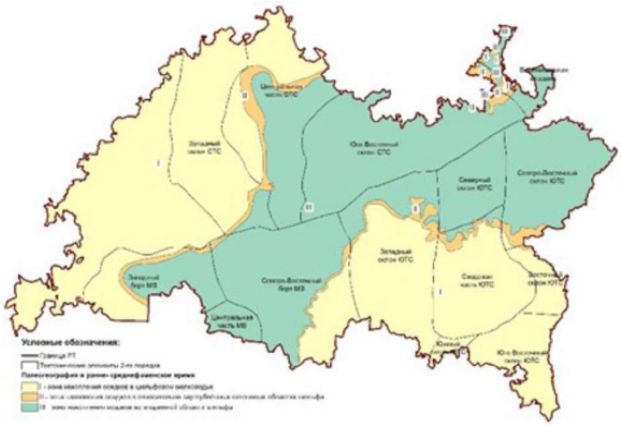


Рис.6. Условия ранне- и среднефаменского времени [1]

В позднефаменское, заволжское время сохранялись мелководные, склоновые и впадинные области шельфа. На строение отложений влияли частичный размыв и смещение органогенных построек в бортовые зоны прогиба (рисунок 7).

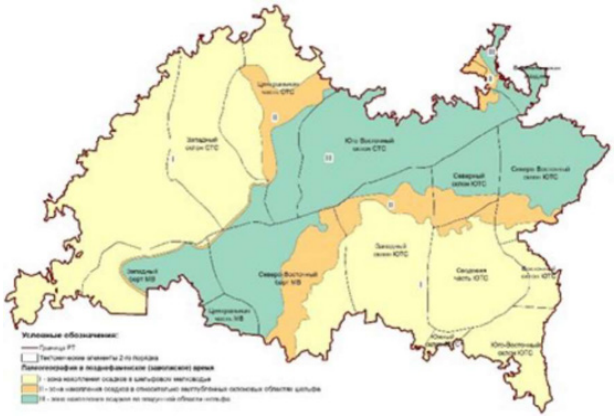


Рис. 7. Условия позднефаменского, заволжского времени [1]

В семилукское время на западе накапливался карбонатный, глинистый и глинисто-карбонатный материал, тогда как на востоке погружение сопровождалось развитием глубоководных условий (рисунок 8).

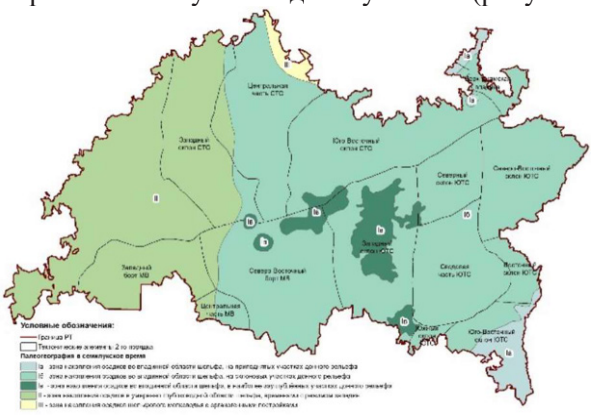
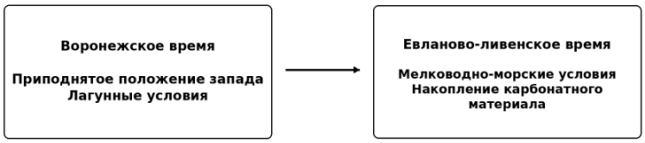


Рис. 8. Палеогеографическая схема семилукского времени

В воронежское время приподнятая западная часть территории характеризовалась лагунными условиями. К началу евланово-ливенского времени их сменили мелководно-морские обстановки с накоплением карбонатного материала (рисунок 9).



Последовательность изменения условий осадконакопления

Рис. 9. Изменение условий в воронежско-евланово-ливенское время

Палеогеографические реконструкции обосновывают прогноз состава и мощности коллекторов. Для оценки существования залежи дополнительно рассматриваются условия её заполнения и сохранности.

Оценка шанса геологического успеха (gCoS)

Ресурсная модель характеризует возможный объём нефти, а шанс геологического успеха gCoS — выполнение условий существования залежи (Нугуманова и др., 2025). В принятой пятифакторной модели:

$$gCoS = P_{нп} \cdot P_{м} \cdot P_{к} \cdot P_{л} \cdot P_{с} \qquad (2)$$

где $P_{нп}$ — вероятность наличия нефтематеринской породы;

$P_{м}$ — вероятность миграции флюида;

$P_{к}$ — вероятность наличия коллектора;

$P_{л}$ — вероятность наличия ловушки;

$P_{с}$ — вероятность наличия покрышки и сохранности залежи.

Произведение вероятностей является модельным приближением: наличие коллектора или ловушки не подтверждает заполнение и сохранность залежи. Составляющая Pc совместно учитывает покрышку и условия удержания нефти.

Составляющие gCoS оцениваются для конкретного объекта каждого горизонта. Прогнозная карта не заменяет проверку пяти условий существования залежи.

Региональные условия миграции и накопления углеводородов рассматриваются в пределах фаменско-турнейского комплекса с сохранением самостоятельности горизонтов (рисунок 10) (Ларочкина, 2013).

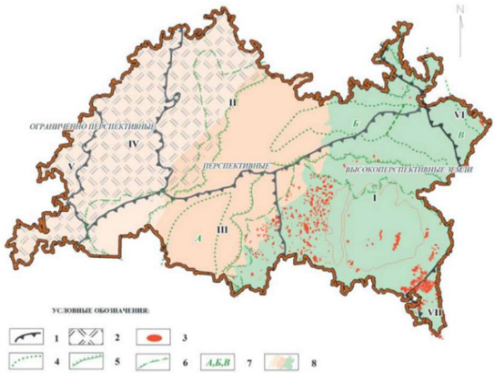


Рисунок 10 Региональное районирование фаменско-турнейского комплекса (Ларочкина, 2013)

При оценке сохранности фаменско-турнейских залежей учитываются состав, толщина и выдержанность перекрывающих пород. Алексинско-тульские отложения образуют зональный экран; изменение его толщины приведено на рисунке 11 (Ларочкина, 2013).

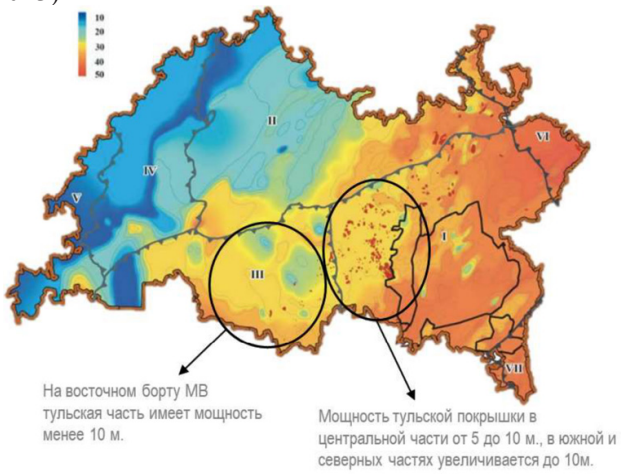


Рис. 11. Региональное изменение толщины алексинско-тульских отложений (Ларочкина, 2013)

Изменчивый состав и присутствие карбонатных пород с невысокими изолирующими свойствами обусловливают неоднородность экрана. Поэтому Рс оценивается с учётом его зональных и местных особенностей и не выводится из наличия коллектора Рк.

Полученный gCoS используется для учёта вероятности подтверждения ресурсной оценки, а затем задаёт веса успеха и неуспеха в экономическом расчёте.

Ресурсный потенциал и прогноз распространения залежей

Для каждого объекта объединяются прогноз распространения залежей, вероятностная оценка объёма и gCoS. Первые два результата характеризуют положение объекта и неопределённость ресурсов, третий — шанс подтверждения залежи.

Ожидаемый ресурсный потенциал определяется в трёхточечном приближении с весами 0,3; 0,4; 0,3:

$$gCoS = P_{нп} \cdot P_{м} \cdot P_{к} \cdot P_{л} \cdot P_{с} \qquad (3)$$

Карты данково-лебедянского и заволжского горизонтов сопоставляются с палеогеографическими реконструкциями и параметрами проницаемых интервалов. Моделирование сохраняет стратиграфическую принадлежность, разобщённость прогнозных областей и положение отдельных прослоев.

Данково-лебедянский горизонт

Прогноз данково-лебедянских залежей основан на фаменских условиях осадконакопления и пространственном положении карбонатных пород (рисунок 12). Средняя доля проницаемой части составляет 0,50, коэффициент расчленённости — 3,98 (таблица 1).

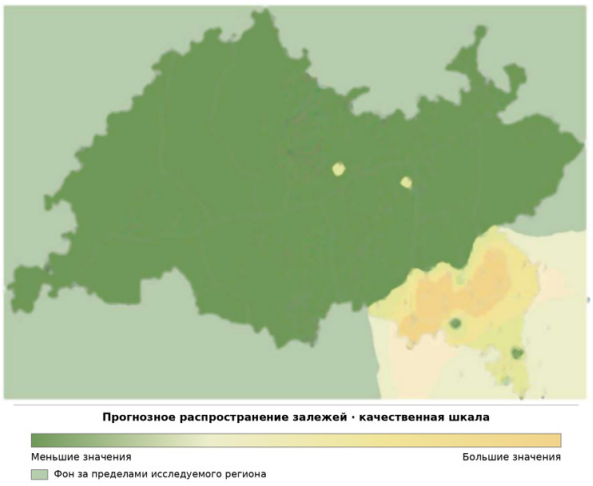


Рис. 12. Прогноз распространения залежей данково-лебедянского горизонта

На карте зелёные оттенки соответствуют меньшим значениям прогнозного показателя, светло-жёлтые и жёлто-оранжевые − его возрастанию. Шкала не отражает запасы или gCoS.

Заволжский горизонт

Прогноз заволжских залежей связывается с позднефаменской историей, частичным размывом и смещением органогенных построек (рисунок 13). Средняя доля проницаемой части равна 0,58, коэффициент расчленённости − 5,15 (таблица 1).

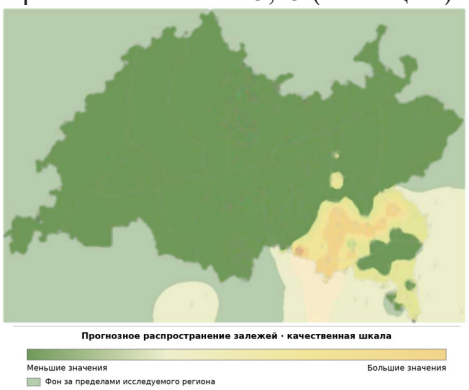


Рис.13 Прогноз распространения залежей заволжского надгоризонта

Направления изучения выделяются с учётом состава пород, нефтенасыщенной толщины и сохранности залежей. Прогнозный показатель возрастает от зелёных к жёлто-оранжевым оттенкам; фоновая заливка за пределами региона к классам прогноза не относится.

Для экономической оценки выделенных объектов ресурсные модели дополняются сценариями разработки и согласованной схемой затрат.

Экономическая оценка и последовательность освоения

Ожидаемая денежная стоимость EMV связывает поступления от добычи и затраты с вероятностью геологического успеха, учитывая как успешные, так и неуспешные исходы (Емельянова, Пороскун, 2016).

Сценарии геологии и разработки

Рассматриваются девять сочетаний трёх сценариев геологии и трёх сценариев разработки. В каждой группе P10 и P90 имеют веса 0,3, P50 − 0,4. Обозначения сценариев относятся к уровням исходных распределений, а веса задают процедуру сведения результатов:

$$w_{ij} = p_i \cdot q_j \sum i \sum j w_{ij} = 1 \quad (4)$$

Таблица 2 – Веса сочетаний сценариев геологии и разработки

Геология / разработка	P10: 0,3	P50: 0,4	P90: 0,3
P10: 0,3	0,09	0,12	0,09
P50: 0,4	0,12	0,16	0,12
P90: 0,3	0,09	0,12	0,09

Каждому сочетанию (таблица 2) соответствует чистый дисконтированный доход NPV − приведённый к моменту оценки результат поступлений и затрат. При взвешивании сохраняются положительные и отрицательные значения:

$$S_h = \sum i \sum j (w_{ij} \cdot NPV_{h,ij}) \quad (5)$$

$$EMV_h = gCoS_h \cdot S_h - (1 - gCoS_h) \cdot C_{поиск,h} \quad (6)$$

где h − горизонт в конкретном объекте; S_h − взвешенный сценарный доход при успехе; $C_{поиск}$ − затраты на поисковое бурение, теряемые при неуспехе.

Расчёт EMV отдельных горизонтов

Для данково-лебедянского объекта ветвь успеха включает девять сценарных сочетаний, ветвь неуспеха − потери на поисковое бурение (рисунок 14).

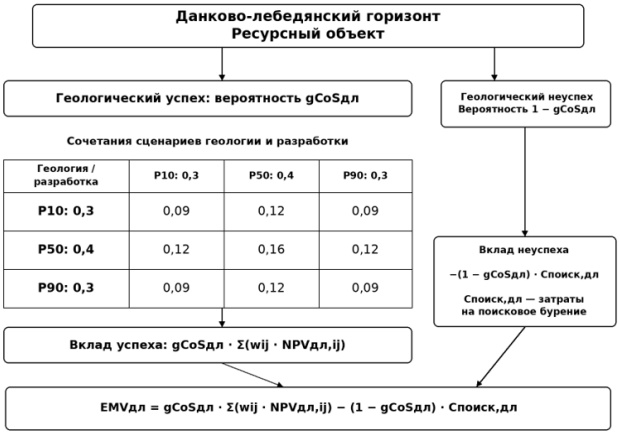


Рис. 14. Сценарная схема расчёта EMV данково-лебедянского горизонта

При бурении одной поисковой скважины стоимостью $C_{поиск,дл}$:

$$EMV_{дл} = gCoS_{дл} \cdot S_{дл} - (1 - gCoS_{дл}) \cdot C_{поиск,дл} \quad (7)$$

Для заволжского объекта используются собственные сценарии и параметры при той же структуре расчёта:

$$EMV_{зав} = gCoS_{зав} \cdot S_{зав} - (1 - gCoS_{зав}) \cdot C_{поиск,зав} \quad (8)$$

Учёт затрат и совместное освоение горизонтов

Затраты включаются в NPV по принятой схеме освоения (таблица 3). Доходы и расходы выражаются в согласованных единицах и приводятся к одной дате; стоимость бурения определяется сметой проекта.

Таблица 3 – Состав затрат и их учёт при оценке девонских объектов

Вид затрат	Порядок учёта в экономической модели
Бурение поисковой скважины	По смете проекта; при геологическом неуспехе учитываются потери на поисковое бурение
Бурение эксплуатационной скважины	В составе затрат соответствующего сценария разработки
Обустройство	В соответствии с принятой схемой освоения
Оборудование	По составу оборудования выбранного варианта разработки
Ввод в работу существующей скважины, проходящей через целевой интервал	В сценарии использования существующего фонда скважин

Совместное освоение нескольких горизонтов оценивается по 10 000 сочетаний реализаций с учётом исходов по залежам и бурения до наиболее глубокого целевого интервала. Из распределения выделяются P10, P50 и P90.

Общие скважины и инфраструктура учитываются в единой схеме доходов и затрат, поэтому результаты отдельных горизонтов не складываются механически.

При принятом допущении независимости исходов вероятность подтверждения хотя бы одной залежи равна:

$$gCoS_{объекта} = 1 - \prod h (1 - gCoS_h) \quad (9)$$

где $gCo_{Sобъект}a$ − вероятность подтверждения хотя бы одной залежи в рассматриваемой группе горизонтов; h − индекс горизонта; $gCoS_h$ − вероятность геологического успеха для этого горизонта; $(1 - gCoS_h)$ − вероятность геологического неуспеха.

Знак $\prod_h$ означает последовательное умножение по всем рассматриваемым горизонтам, а не букву «П».

Например, для двух горизонтов произведение записывается как $(1 - gCoS_1) \cdot (1 - gCoS_2)$. Его вычи-

тание из единицы даёт вероятность хотя бы одного успеха; единица соответствует полной вероятности (100 %). Применяется указанное перед формулой допущение независимости исходов.

Обоснование последовательности освоения

Положительный EMV характеризует положительный ожидаемый результат принятой модели. Наличие благоприятного сценария само по себе не обеспечивает такой результат: учитываются обе ветви исходов и все сценарные NPV [Емельянова, Пороскун, 2016].

Последовательность бурения и обустройства определяется с учётом EMV, близости объектов, существующей инфраструктуры и распределения затрат во времени. Если выбор зависит от неуточнённых геологических предпосылок, оценивается целесообразность предварительных исследований.

Ценность дополнительной информации при выборе исследований

Необходимость уточнения модели до принятия затратного решения оценивается через ценность дополнительной информации VOI (Value of Information). Исследование экономически оправданно, когда ожидаемая выгода от изменения решения превышает затраты на получение данных (Bratvold et al., 2009).

При исходных данных D_0 выбирается действие $a \in A$: продолжение поиска, изменение положения или целевого интервала скважины, вариант освоения либо отказ от вложений. Нулевой результат отказа допустим лишь при отсутствии последующих обязательных расходов.

Критерий – максимум ожидаемого денежного результата без отдельной поправки на предпочтение риска. Базовая оценка лучшего доступного решения имеет вид (Bratvold et al., 2009):

$$V_0 = \max_{a \in A} EMV\left(a \middle| D_0\right) \qquad (10)$$

где V_0 – ожидаемая денежная стоимость наилучшего решения до получения дополнительной информации; D_0 – имеющиеся исходные данные; a – отдельное действие; A – набор допустимых действий; $EMV(a \mid D_0)$ – ожидаемая денежная стоимость действия a по исходным данным D_0.

Обозначение $\max_{a} \in A$ означает выбор наибольшего значения EMV среди всех допустимых действий. Знак ∈ читается «принадлежит»: действие a выбирается из набора A. Вертикальная черта | читается «при условии» и отделяет оцениваемое действие от данных, на которых основана оценка.

Для программы исследований T учитываются все возможные результаты y, включая неоднозначные, их вероятности и оптимальное действие при каждом результате. Ожидаемая стоимость выбора до оплаты исследования равна:

$$V_T = \sum yP\left(y \middle| D_0, T\right) \cdot \max_{a \in A} EMV\left(a \middle| D_0, y, T\right) \qquad (11)$$

где V_T – ожидаемая денежная стоимость стратегии с исследованием до вычета расходов на него; T – рассматриваемая программа исследований; y – один из возможных результатов исследования; $P(y \mid D_0, T)$ – вероятность получить результат y при исходных данных D_0 и проведении программы T.

$EMV(a \mid D_0, y, T)$ – ожидаемая денежная стоимость действия a после получения результата y; a – действие из набора допустимых действий A; $\max_a \in A$ – выбор наибольшего такого значения после каждого результата. Знак Σy означает суммирование по всем результатам y, а точка · – умножение. Результаты должны образовывать полный набор взаимоисключающих исходов исследования, сумма вероятностей которых равна единице.

Разность V_T и V_0 – VOI до учёта стоимости исследования (EVSI для неполной информации). Чистый эффект учитывает затраты на получение и интерпретацию данных Сиссл,T:

$$VOI_T = V_T - V_0; VOI_{чист,T} = VOI_T - C_{иссл,T} \qquad (12)$$

где VOI_T – ценность дополнительной информации до вычета расходов на исследование; V_T – ожидаемая стоимость стратегии с исследованием до его оплаты; V_0 – ожидаемая стоимость наилучшего решения без исследования; $C_{иссл,T}$ – затраты на получение и интерпретацию данных по программе T; $VOI_{чист,T}$ – чистый эффект после вычета этих затрат.

Индекс T указывает на рассматриваемую программу исследований, индекс «чист» – на результат после учёта её стоимости. Для неполной информации величина VOI_T соответствует EVSI – ожидаемой ценности выборочной информации. Положительный $VOI_{чист,T}$ означает, что ожидаемый эффект исследования превышает его стоимость в принятой модели; отрицательный – что стоимость не окупается этим эффектом.

Денежные величины приводятся к одной дате; перенос бурения или добычи учитывается пересчётом потоков. Расходы на исследование включаются однократно: по формуле (12) либо внутри полного дерева проекта, без повторного учёта уже понесённых общих затрат.

Если при любом результате оптимальным остаётся одно действие, VOI равна нулю (Bratvold et al., 2009). Следовательно, сужение диапазона P10–P90 не тождественно экономической ценности информации.

Обновление gCoS и сценарных оценок

Исследование уточняет конкретную составляю-

щую gCoS либо параметры нефтенасыщенной части и разработки. Учитываются все исходы: новые данные могут как повысить, так и снизить вероятность успеха (Bratvold et al., 2009).

Пусть H_h – наличие залежи в объекте горизонта h, $L_1(y)$ и $L_0(y)$ – вероятности результата y при наличии и отсутствии залежи. При фиксированных D_0 и T для результата ненулевой вероятности:

$$gCoS_h(y) = \frac{L_1(y)\cdot gCoS_h}{L_1(y)\cdot gCoS_h + L_0(y)\cdot(1-gCoS_h)} \qquad (13)$$

где $gCoS_h(y)$ – обновлённая вероятность наличия залежи после результата y; $gCoS_h$ – вероятность до исследования; h – индекс горизонта; y – полученный результат; $L_1(y)$ – вероятность такого результата при наличии залежи; $L_0(y)$ – вероятность того же результата при отсутствии залежи; $(1 - gCoS_h)$ – исходная вероятность отсутствия залежи.

Числитель $L_1(y) \cdot gCoS_h$ – совместная вероятность наличия залежи и получения результата y. Знаменатель – полная вероятность результата y: складываются случаи наличия и отсутствия залежи. Деление даёт вероятность наличия залежи при уже полученном результате. Исходные данные D0 и программа T здесь фиксированы и для краткости не повторяются в записи; знаменатель должен быть положительным.

Знаменатель формулы (13) равен вероятности результата y. Значения L_1 и L_0 обосновываются моделью наблюдений, проверенной на сопоставимых данных. При $L_1 = L_0$ результат не различает наличие и отсутствие залежи, но может уточнять её параметры, если эта связь задана отдельно.

После обновления модели пересчитываются объёмы и сценарные NPV. В девятисценарном приближении $S_h(y,a)$ – взвешенный доход действия a при успехе:

$$EMV_h(y,a) = gCoS_h(y)\cdot S_h(y,a) - [1 - gCoS_h(y)]\cdot C_{поиск,h}(a) \qquad (14)$$

где $EMV_h(y,a)$ – ожидаемая денежная стоимость действия a после результата y для горизонта h; a – рассматриваемый вариант действий; y – результат исследования; $gCoS_h(y)$ – обновлённая вероятность успеха; $[1 - gCoS_h(y)]$ – вероятность неуспеха.

$S_h(y,a)$ – взвешенный по сценариям чистый дисконтированный доход при успехе с учётом новых данных и выбранного действия; Споиск,h(a) – положительная величина затрат на поисковое бурение, теряемых при неуспехе. Первый член – ожидаемый вклад успешной ветви, второй – ожидаемые потери неуспешной ветви. В успешной ветви поисковое бурение должно быть учтено в составе затрат, формирующих $S_h(y,a)$; вычитаемый член относится только к ветви неуспеха.

Веса 0,3; 0,4; 0,3 не являются вероятностями результатов исследования. Условные веса и параметры согласуются с обновлённой моделью и зависимостями между толщиной, свойствами пород и объёмом. Уточнение пористости или эффективной толщины может изменять S_h без изменения gCoS; двойной учёт информационного эффекта недопустим.

Для заволжских объектов проверяются сохранённость продуктивной части и положение прослоев с учётом позднефаменской истории и размыва. Для остальных горизонтов предмет проверки определяется их собственными геологическими предпосылками.

Возможные направления исследований и связанные с ними решения приведены в таблице 4. Это постановка оценки VOI, а не перечень выполненных работ или рейтинг горизонтов.

Таблица 4 – Связь геологической неопределённости, исследования и решения

Что требуется уточнить	Возможная проверка	Пересматриваемый элемент решения
Положение кровли, границ залежи и контакта нефти с водой	Согласование сейсмических построений со скважинными данными	Положение поисковой скважины; площадь и нефтенасыщенная толщина в модели
Пористость и нефтенасыщенность	Совместная интерпретация геофизических исследований скважин и лабораторных исследований керна	Распределение объёма и сценарные NPV; условия перехода к освоению
Чередование проницаемых и плотных прослоев	Послойное сопоставление разрезов и уточнение пространственной модели	Целевые интервалы и вариант их вовлечения в разработку
Условия удержания нефти	Уточнение состава, толщины и выдержанности перекрывающих пород	Составляющая Рс – наличие покрышки и сохранность залежи; решение о продолжении поисковых работ

Анализ чувствительности (рисунок 1) выделяет параметры для проверки, но не определяет VOI: ценность исследования зависит от возможности изменить решение, а не только от размаха параметра.

Порог решения и предельная ценность информации

При выборе между поисковым проектом и отказом с нулевым результатом, положительном Sh и фиксированных потерях $C_{поиск,h}$ формула (6) задаёт порог:

$$gCoS_{h,кр} = \frac{C_{поиск,h}}{S_h + C_{поиск,h}} \qquad (15)$$

где $gCoS_{h,кр}$ – критическое, или пороговое значение вероятности геологического успеха; h – индекс горизонта; индекс «кр» означает «критическое»; $C_{поиск,h}$ – положительная величина потерь на поисковое бурение при неуспехе; S_h – положительный взвешен-

ный сценарный доход при успехе. В знаменателе складываются S_h и $C_{поиск,h}$.

Порог получен из условия равенства EMV нулю по формуле (6). Это граница равноценности поискового проекта и отказа с нулевым денежным результатом при принятых фиксированных S_h и $C_{поиск,h}$; это не универсальная нормативная вероятность для всех объектов.

Выше порога EMV положительна, ниже предпочтителен отказ; на границе решения равноценны. При изменении S_h порог пересчитывается, поэтому исследование оценивается по возможной смене решения, а не по достижению заданного gCoS.

Ценность полной информации EVPI равна разности между ожидаемой стоимостью выбора при заранее известном состоянии и V_0. При неизменном наборе действий и возможности не использовать данные (Bickel, 2008):

$$0 \leq VOI_T \leq EVPI \qquad (16)$$

где VOIT − ценность информации по программе T до вычета затрат на её получение; EVPI (Expected Value of Perfect Information) − ожидаемая ценность полной информации, то есть предельная выгода от знания фактического состояния объекта до выбора действия; знак ≤ означает «меньше или равно». Ноль задаёт нижнюю границу информационной выгоды, EVPI − её верхнюю границу.

Границы относятся именно к информационной выгоде при неизменных доступных действиях и условиях их реализации и при возможности не использовать данные. Они не означают неотрицательности чистого эффекта: расходы на исследование и последствия переноса сроков могут сделать полную стратегию менее выгодной. Чистый эффект оценивается отдельно по формуле (12).

EVPI ограничивает информационную выгоду, но не обосновывает смету конкретного исследования. Даже при EVPI выше стоимости работ необходимо оценить их чистый эффект по формуле (12), включая влияние сроков (Bickel, 2008).

Последовательность исследований

Программа строится от решения к препятствующей ему неопределённости и способу её проверки. После каждого результата модель обновляется, а необходимость следующего исследования оценивается заново.

Для многопластового объекта данные одной скважины распространяются на другие интервалы только при обоснованной связи. VOI оценивается совместно, без механического сложения по горизонтам и повторного учёта общих расходов. При совмещении исследовательской и производственной задач

$$gCoS_{h,кр} = \frac{C_{поиск,h}}{S_h + C_{поиск,h}} \qquad (15)$$

где $gCoS_{h,кр}$ − критическое, или пороговое значение вероятности геологического успеха; h − индекс горизонта; индекс «кр» означает «критическое»; $C_{поиск,h}$ − положительная величина потерь на поисковое бурение при неуспехе; S_h − положительный взвешенный сценарный доход при успехе. В знаменателе складываются S_h и $C_{поиск,h}$.

Порог получен из условия равенства EMV нулю по формуле (6). Это граница равноценности поискового проекта и отказа с нулевым денежным результатом при принятых фиксированных S_h и $C_{поиск,h}$; это не универсальная нормативная вероятность для всех объектов.

Выше порога EMV положительна, ниже предпочтителен отказ; на границе решения равноценны. При изменении S_h порог пересчитывается, поэтому исследование оценивается по возможной смене решения, а не по достижению заданного gCoS.

Ценность полной информации EVPI равна разности между ожидаемой стоимостью выбора при заранее известном состоянии и V_0. При неизменном наборе действий и возможности не использовать данные (Bickel, 2008):

$$0 \leq VOI_T \leq EVPI \qquad (16)$$

где VOIT − ценность информации по программе T до вычета затрат на её получение; EVPI (Expected Value of Perfect Information) − ожидаемая ценность полной информации, то есть предельная выгода от знания фактического состояния объекта до выбора действия; знак ≤ означает «меньше или равно». Ноль задаёт нижнюю границу информационной выгоды, EVPI − её верхнюю границу.

Границы относятся именно к информационной выгоде при неизменных доступных действиях и условиях их реализации и при возможности не использовать данные. Они не означают неотрицательности чистого эффекта: расходы на исследование и последствия переноса сроков могут сделать полную стратегию менее выгодной. Чистый эффект оценивается отдельно по формуле (12).

EVPI ограничивает информационную выгоду, но не обосновывает смету конкретного исследования. Даже при EVPI выше стоимости работ необходимо оценить их чистый эффект по формуле (12), включая влияние сроков (Bickel, 2008).

Последовательность исследований

Программа строится от решения к препятствую

задач затраты и поступления включаются в единое дерево проекта (раздел «Учёт затрат и совместное освоение горизонтов»).

Обобщённое дерево решений для оценки VOI приведено на рисунке 15. Оно показывает выбор между решением по имеющимся данным и предварительным исследованием, без привязки к конкретному горизонту и без условных числовых оценок (Bratvold et al., 2009; Bickel, 2008).

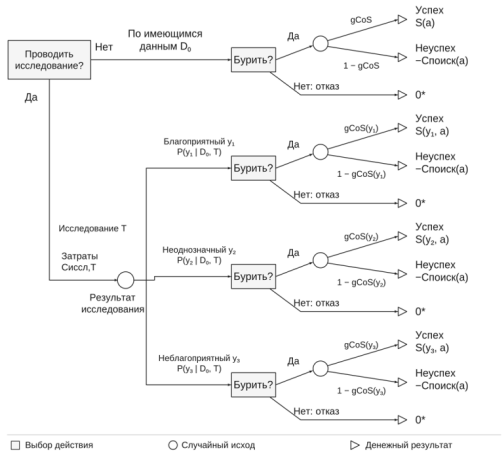


Рис. 15. Обобщённое дерево решений для оценки ценности дополнительной информации (VOI)

На схеме y_1, y_2, y_3 − возможные результаты исследования; S − взвешенный сценарный NPV при успехе; Споиск − потери на поисковое бурение при неуспехе. Индекс горизонта опущен. * Нулевой результат отказа допустим только при отсутствии обязательных последующих расходов.

Дерево оценивается справа налево: денежные результаты взвешиваются по вероятностям, в узлах решений выбирается наибольшая EMV. Затем результаты исследования учитываются по формуле (11), а чистый эффект − по формуле (12). Затраты Сиссл,T вычитаются один раз для всей ветви исследования, в том числе при последующем отказе; повторно в конечные значения на схеме они не включены.

Выводы

Предложенная методика связывает неоднородность карбонатного девона и условия формирования залежей с ресурсной и экономической оценкой. Геологические модели и прогнозные карты характеризуют строение объектов, вероятностные расчёты − диапазон ресурсов, gCoS − шанс подтверждения залежи, EMV − ожидаемый денежный результат.

VOI дополняет оценку выбором исследований, способных изменить решение и оправдать свои затраты. Для заволжских, данково-лебедянских и смежных горизонтов программа изучения и освоения формируется по собственным геологическим предпосылкам с согласованным учётом общих затрат.

Литература

1. *Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / под ред. Р.С. Хисамова. Казань: Фэн Академии наук РТ, 283 с. ISBN 978-5-9690-0125-1.*

2. *Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Михайлова О.В., Подавалов В.Б. (2016). Доманиковые продуктивные отложения Татарстана − аналог «сланцевых плев» США. Недропользование XXI век, 3(60), с. 82-91. https://nedra21.ru/archive/54/1126/*

3. *Ларочкина И.А. (2013). Концепция системного геологического анализа при поисках и разведке месторождений нефти на территории Татарстана. Казань: Фэн Академии наук РТ, 232 с.*

4. *Алтунин А.Е., Семухин М.В., Ядрышникова О.А. (2017). Вероятностные и нечеткие модели оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, 3(2), с. 85-99. https://doi.org/10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99*

5. *Емельянова Н.М., Пороскун В.И. (2016). Методы геолого-экономической оценки объектов поиска месторождений нефти и газа с учетом неопределенности и риска. Недропользование XXI век, 5(62), с. 190-201. https://nedra21.ru/archive/56/1207/ (дата обращения: 10.09.2026).*

6. *Bratvold R.B., Bickel J.E., Lohne H.P. (2009). Value of Information in the Oil and Gas Industry: Past, Present and Future. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 12(4), pp. 630-638. https://doi.org/10.2118/110378-PA*

7. *Bickel J.E. (2008). The Relationship Between Perfect and Imperfect Information in a Two-Action Risk-Sensitive Problem. Decision Analysis, 5(3), pp. 116-128. https://doi.org/10.1287/deca.1080.0118*

8. *Беляков Е.О., Лутфуллин А.А., Хабипов Р.М., Зиятдинов А.Г., Данилов Д.С., Толибова М.Ф., Ломоносов А.Т., Пушин К.А., Храмкова Ю.О. (2024). Особенности выбора показателей вероятностного распределения подсчетных параметров и учета количества пластов в горизонте при оперативной 1D вероятностной оценке запасов углеводородов в карбонатных отложениях. Актуальные проблемы нефти и газа: сборник трудов VII Всероссийской молодежной научной конференции. Москва, с. 117-120.*

9. *Нугуманова Н.В., Ломоносов А.Т., Судаков В.А., Зацепина А.В., Беляков Е.О., Лутфуллин А.А., Хабипов Р.М., Зиятдинов А.Г., Данилов Д.С. (2025). Оценка вероятности геологического успеха при поисковых работах на залежи нефти. Технологическое лидерство и устойчивое развитие: инновационные подходы и решения для будущего нефтегазовой от-*

расли: материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию образования ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. Казань, с. 293-299.

Сведения о авторах

Ганиев Булат Галиевич – кандидат технических наук, начальник департамента разработки месторождений структурного подразделения «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, автор множества научных работ.

Россия, 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина 75.

E-mail: ganievbg@tatneft.ru

Лутфуллин Азат Абузаровичм – доктор технических наук, доцент, заместитель начальника департамента разработки месторождений структурного подразделения «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, автор множества научных работ.

Россия, 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.

E-mail: lutfullinaa@tatneft.ru

Хабипов Ришат Минехарисович – начальник отдела мониторинга разработки месторождений и недропользования департамента разработки месторождений структурного подразделения «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, автор множества научных работ, лауреат Всероссийского конкурса «Инженер года».

Россия, 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.

E-mail: HabipovRM@tatneft.ru

Шуматбаев Кирилл Дмитриевич – кандидат геолого-минералогических наук, главный эксперт по петрофизическим исследованиям департамента разработки месторождений структурного подразделения «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, соавтор передовых научных исследований.

Россия, 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.

E-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru

Беляков Евгений Олегович – главный специалист отдела мониторинга разработки месторождений и недропользования департамента разработки месторождений структурного подразделения «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, аспирант Института проблем нефти и газа РАН, г. Москва, автор множества научных работ.

Россия, 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.

E-mail: belyakoveo@tatneft.tatar

Аглямов Руслан Радикович – специалист отдела мониторинга разработки месторождений и недропользования департамента разработки месторождений структурного подразделения «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, автор научных работ.

Россия, 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.

References

1. Khisamov R.S., Gubaidullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudintsev E.A. (2010). Geology of Complexly Structured Devonian and Carboniferous Carbonate Reservoirs of Tatarstan / ed. by R.S. Khisamov. Kazan: Fen, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 283 p. ISBN 978-5-9690-0125-1.

2. Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Mikhailova O.V., Podavalov V.B. (2016). Domanik Productive Deposits of Tatarstan as an Analogue of U.S. Shale Plays. Subsoil Use XXI Century, 3(60), pp. 82-91. https://nedra21.ru/archive/54/1126/

3. Larochkina I.A. (2013). Concept of Systematic Geological Analysis in Oil Field Prospecting and Exploration in Tatarstan. Kazan: Fen, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 232 p.

4. Altunin A.E., Semukhin M.V., Yadryshnikova O.A. (2017). Probabilistic and Fuzzy Models for Assessing Uncertainties and Risks in Hydrocarbon Reserve Estimation. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 3(2), pp. 85-99. https://doi.org/10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99

5. Emelyanova N.M., Poroskun V.I. (2016). Methods of Geological and Economic Evaluation of Oil and Gas Exploration Targets under Uncertainty and Risk. Subsoil Use XXI Century, 5(62), pp. 190-201. https://nedra21.ru/archive/56/1207/ (accessed: 10.09.2026).

6. Bratvold R.B., Bickel J.E., Lohne H.P. (2009). Value of Information in the Oil and Gas Industry: Past, Present and Future. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 12(4), pp. 630-638. https://doi.org/10.2118/110378-PA

7. Bickel J.E. (2008). The Relationship Between Perfect and Imperfect Information in a Two-Action Risk-Sensitive Problem. Decision Analysis, 5(3), pp. 116-128. https://doi.org/10.1287/deca.1080.0118

8. Belyakov E.O., Lutfullin A.A., Khabipov R.M., Ziyatdinov A.G., Danilov D.S., Tolibova M.F., Lomonosov A.T., Pushin K.A., Khramkova Yu.O. (2024). Specific Features of Selecting Probability Distribution Parameters for Reserve Estimation Variables and Accounting for the Number of Reservoirs within a

Horizon in Rapid 1D Probabilistic Assessment of Hydrocarbon Reserves in Carbonate Deposits. Current Problems of Oil and Gas: Proceedings of the VII All-Russian Youth Scientific Conference. Moscow, pp. 117-120.

9. Nugumanova N.V., Lomonosov A.T., Sudakov V.A., Zatsepina A.V., Belyakov E.O., Lutfullin A.A., Khabipov R.M., Ziyatdinov A.G., Danilov D.S. (2025). Assessment of the Probability of Geological Success in Oil Deposit Exploration. Technological Leadership and Sustainable Development: Innovative Approaches and Solutions for the Future of the Oil and Gas Industry: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference Dedicated to the 75th Anniversary of PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin. Kazan, pp. 293-299.

About the Authors

Bulat G. Ganiev – Candidate of Technical Sciences, Head of the Field Development Department of the Tatneft-Dobycha structural unit of PJSC Tatneft named after V.D. Shashin, author of numerous scientific papers.

75 Lenin St., Almetyevsk, Republic of Tatarstan, 423450, Russian Federation.

E-mail:

Azat A. Lutfullin – Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Deputy Head of the Field Development Department of the Tatneft-Dobycha structural unit of PJSC Tatneft named after V.D. Shashin, author of numerous scientific papers.

75 Lenin St., Almetyevsk, Republic of Tatarstan, 423450, Russian Federation.

E-mail:

Rishat M. Khabipov – Head of the Field Development Monitoring and Subsoil Use Division of the Field Development Department of the Tatneft-Dobycha structural unit of PJSC Tatneft named after V.D. Shashin, author of numerous scientific papers, Laureate of the All-Russian “Engineer of the Year” Competition.

75 Lenin St., Almetyevsk, Republic of Tatarstan, 423450, Russian Federation.

E-mail:

Kirill D. Shumatbaev – Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Petrophysics Expert of the Field Development Department of the Tatneft-Dobycha structural unit of PJSC Tatneft named after V.D. Shashin, co-author of advanced scientific research.

75 Lenin St., Almetyevsk, Republic of Tatarstan, 423450, Russian Federation.

E-mail:

Evgeny O. Belyakov – Chief Specialist of the Field Development Monitoring and Subsoil Use Division of the Field Development Department of the Tatneft-Dobycha structural unit of PJSC Tatneft named after V.D. Shashin, Postgraduate Student at the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, author of numerous scientific papers.

75 Lenin St., Almetyevsk, Republic of Tatarstan, 423450, Russian Federation.

E-mail:

Ruslan R. Aglyamov – Specialist of the Field Development Monitoring and Subsoil Use Division of the Field Development Department of the Tatneft-Dobycha structural unit of PJSC Tatneft named after V.D. Shashin, author of scientific papers.

75 Lenin St., Almetyevsk, Republic of Tatarstan, 423450, Russian Federation.

E-mail:

Статья поступила в редакцию 02.09.2026
Принята к публикации 06.10.2026
Опубликована 30.10.2026

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ УДК 622.276.7

Опыт компании «Татнефть» по совершенствованию инфраструктуры для поддержания пластового давления

А.А. Нургалиев, Р.Н. Ахмадиев
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Российская Федерация

На протяжении восьми десятилетий ПАО «Татнефть» последовательно развивало систему поддержания пластового давления (ППД), превратив ее в отлаженный технологический организм. Сегодня инфраструктура ППД - это гармонично выстроенный комплекс, охватывающий весь цикл закачки рабочего агента: от водозабора и подготовки воды до закачки ее в пласт.

Стремясь к максимальной результативности, компания делает ставку на три ключевые составляющие - энергоэффективность, надежность и управляемость. В рамках увеличения энергоэффективности производится масштабное обновление насосного парка: на смену прежним решениям приходят агрегаты объемного действия с высоким КПД в 80–86 %, заметно снижающие энергозатраты. Не менее значимым шагом стала трансформация трубопроводной сети: применение стеклопластиковых и гибких композитных труб позволило надежно противостоять коррозии и агрессивным средам. При этом инженеры не ограничиваются заменой материалов, они также настраивают саму геометрию системы: перегруппировывают трубопроводную сеть, прокладывают перемычки, перенаправляют потоки. Такая комплексная оптимизация трасс помогает укротить гидравлические потери и ощутимо сократить энергопотребление.

В составе глубинного оборудования нагнетательных скважин все шире используются стеклопластиковые насосно-компрессорные трубы (НКТ) - их доля в оснащении скважин последовательно растет. Накопленный опыт позволил выработать типовые компоновки глубинно-насосного оборудования для разных условий - с учетом глубины, траектории ствола и агрессивности среды. Стандартизация решений ускорила подготовку к спуску, а локализация производства на собственных мощностях компании обеспечила быстрое тиражирование технологий и рост надежности фонда нагнетательных скважин.

Важнейшей вехой на пути совершенствования стала цифровая трансформация. В ее основе – последующее внедрение цифровых двойников, которые объединят телеметрию, гидравлические расчеты и данные геоинформационных систем. В связке с автоматизацией это создаст единый замкнутый контур «мониторинг - анализ - управление»: система в реальном времени позволит фиксировать и адаптировать изменения трубопроводов и оборудования, позволяя гибко и точно корректировать режимы закачки.

Ключевые слова:система поддержания пластового давления; насос объемного действия; композитные трубы; адресная закачка; корректировка трасс; цифровой двойник.

Для цитирования: А.А. Нургалиев, Р.Н. Ахмадиев (2026). Опыт компании «Татнефть» по совершенствованию инфраструктуры для поддержания пластового давления Трудноизвлекаемые запасы,1(3), с. 23-26.

Experience of Tatneft in Improving the Reservoir Pressure Maintenance Infrastructure

A.A. Nurgaliev, R.N. Akhmadiev
PJSC Tatneft, Almetyevsk, Russian Federation

Over the course of eight decades, PJSC Tatneft has consistently developed its reservoir pressure maintenance (RPM) system, transforming it into a well-tuned technological organism. Today, the RPM infrastructure is a harmoniously structured complex covering the entire cycle of working agent injection: from water intake and treatment to its injection into the reservoir.

Striving for maximum efficiency, the company relies on three key components - energy efficiency, reliability, and controllability. As part of increasing energy efficiency, a large-scale renewal of the pump fleet is underway: former solutions are being replaced by positive displacement units with a high efficiency of 80–86 %, which significantly reduce energy costs. An equally significant step has been the transformation of the pipeline network: the use of fiberglass and flexible composite pipes has made it possible to reliably resist corrosion and aggressive environments. At the same time, engineers do not limit themselves to replacing materials; they also adjust the very geometry of the system: regrouping the pipeline network, laying jumpers, and redirecting flows. Such comprehensive optimization of routes helps to tame hydraulic losses and noticeably reduce energy consumption.

As part of the downhole equipment of injection wells, fiberglass tubing (tubing) is increasingly being used - its share in well equipment is steadily growing. The accumulated experience has made it possible to develop standard downhole equipment configurations for various conditions - taking into account depth, wellbore trajectory, and environment aggressiveness. The standardization of solutions has accelerated preparation for tripping operations, while the localization of production at the company's own facilities has ensured rapid replication of technologies and increased the reliability of the injection well stock.

A key milestone on the path of improvement has been digital transformation. Its basis is the subsequent introduction of digital twins, which will combine telemetry, hydraulic calculations, and geographic information system data. In conjunction with automation, this will create a unified closed loop of "monitoring — analysis — control": the system will allow real-time recording and adaptation of changes in pipelines and equipment, enabling flexible and precise adjustment of injection regimes.

Keywords: reservoir pressure maintenance system; positive displacement pump; composite pipes; targeted injection; route adjustment; digital twin.

Recommended citation: Nurgaliev A.A., Akhmadiev R.N. (2026). Experience of Tatneft in Improving the Reservoir Pressure Maintenance Infrastructure. Hard-to-recover reserves, 1(3), pp. 23-26.

Введение

ПАО «Татнефть» обладает 80-летним опытом эксплуатации нефтяных месторождений. Одним из ключевых этапов в развитии технологий разработки и управления месторождениями является начало использования методов поддержания пластового дав-

ления (далее – ППД). В 1960-е годы компанией впервые внедрена реализация законтурного заводнения на Ромашкинском и Бавлинском месторождениях. Данная практика стала отправной точкой для формирования отраслевых подходов к проектированию и эксплуатации системы поддержания пластового давления.

За годы эксплуатации инфраструктура системы поддержания пластового давления сформировала комплекс технологических объектов и оборудования, обеспечивающих полный цикл – от подготовки рабочего агента до закачки его в пласт. В состав системы входят: установки подготовки воды; водозаборные сооружения (ВЗС, ВСП, МСП); кустовые насосные станции; трубопроводная система – водоводы, блок гребенки; нагнетательные скважины – конечная точка, включающая в себя надземное и глубинное насосное оборудование.

На текущий момент ряд месторождений ПАО «Татнефть» находится на четвертой стадии разработки, рост темпов выработки остаточных извлекаемых запасов диктует необходимость обеспечения соответствующей компенсации отборов и поддержания оптимального пластового давления. Основными технологиями заводнения на данном этапе являются вторичные (циклическая закачка, ВНС, МСП/ВСП, ОРЗ) и третичные (МУН, ГРП) методы воздействия на пласт. С учетом изношенности инфраструктуры, необходимости повышения адресности закачки требуется применение комплексных инструментов по повышению эффективности системы, с применением энергоэффективного и более надежного оборудования как надземной части объектов, так и конструкции спускаемого оборудования в нагнетательные скважины.

Достижение высоких уровней энергоэффективности осуществляется путем как прямого замещения значительной доли насосного оборудования на агрегаты с высоким коэффициентом полезного действия (КПД), в первую очередь насосы объемного типа, так и адресного воздействия – монтажа приустьевых малообъемных насосных агрегатов на кустовых площадках. Эксплуатационные возможности насосов объемного действия обеспечивают им высокий КПД (80-86 %) и позволяют снизить удельное энергопотребление на 30% в соотношении с электроцентробежными насосами с такой же производительностью. Совместная реализация этих мероприятий обеспечит потенциально достижимое снижение удельных энергетических затрат до целевого показателя 3,5 кВт·ч/м³.

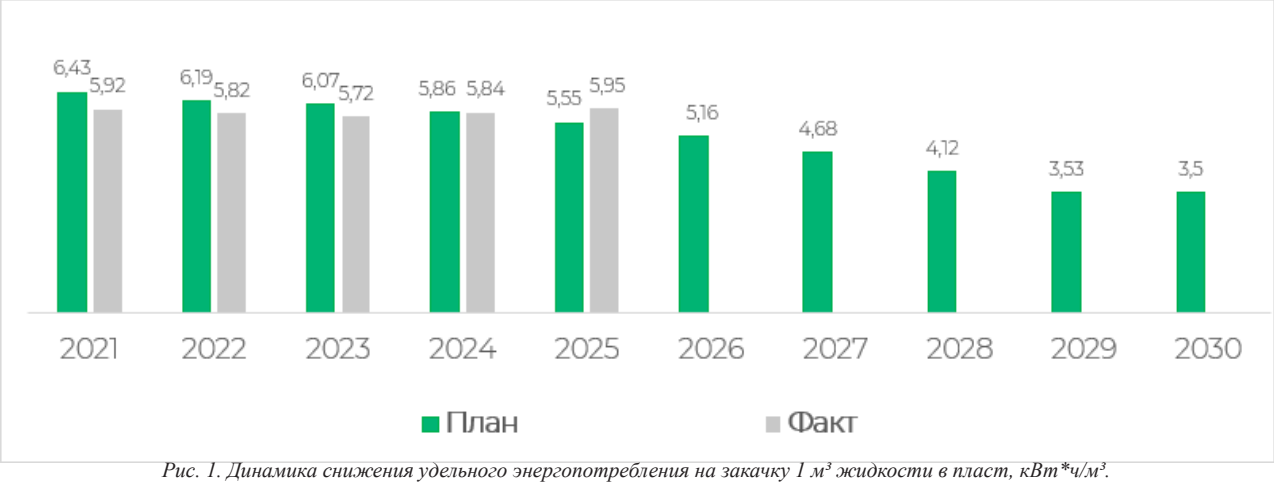


*Рис. 1. Динамика снижения удельного энергопотребления на закачку 1 м³ жидкости в пласт, кВт*ч/м³.*

В рамках стратегии технологического развития Компания уделяет особое внимание модернизации трубопроводной системы как одному из наиболее затратных направлений наземной инфраструктуры. Ключевым решением в этом процессе стало применение стеклопластиковых и гибких композитных труб (СПТ и ГКТ). Их эксплуатационные характеристики – в первую очередь высокая коррозионная стойкость и устойчивость к химически агрессивным средам – обеспечили рост надежности трубопроводов и снижение количества инцидентов (отказов водоводов в ходе эксплуатации), что в совокупности привело к минимизации операционных издержек.

Еще одним направлением развития стала оптимизация протяженности трубопроводной сети системы ППД. Задача оптимизации схем водоводов решается за счет комплекса технических мероприятий:

1. реконфигурация водоводов, соединяющих блок гребенок (БГ) с кустовой насосной станцией (КНС). Предусматривает замену параллельно следующих водоводов на одиночный водовод увеличенного диаметра. Это позволяет снизить металлоемкость и эксплуатационные издержки при сохранении расчетной пропускной способности;
2. корректировка трасс водоводов, связывающих БГ с нагнетательными скважинами. Включает перегруппировку скважин с одного «уса» на другой и строительство перемычки – нового водовода меньшей протяженности.

Такой подход повышает гибкость распределения закачки и сокращает гидравлические потери в системе;

3. -оптимизация за счет переключения отдаленных нагнетательных скважин на другие объекты инфраструктуры (КНС, БГ). Это позволяет исключить из эксплуатации протяженные и низкоэффективные участки водоводов, перераспределив объемы закачки по более рациональным маршрутам и снизив суммарные энергозатраты на транспортировку рабочего агента.

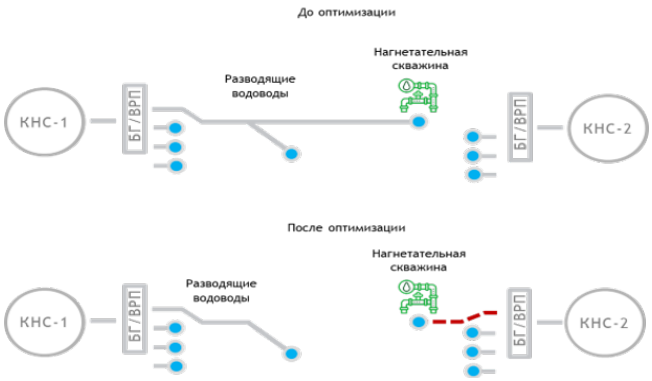


Рис. 2. Принципиальные схемы «до» и «после» оптимизации путем переключения отдаленных скважин на другие объекты (КНС, ВБГ)

В рамках инженерно-оптимизационного подхода к организации системы ППД реализовано 136 проектов технического перевооружения с внедрением 120 насосов объемного действия, выполнено строительство 408 км трубопроводов из стеклопластиковых труб, за счет оптимизации маршрутов доставки рабочего агента до скважин, сокращена протяженность проектируемых трасс на 202 км.

Опыт применения композитных труб позволил пересмотреть подход к спускаемому оборудованию нагнетательных скважин: в качестве ГНО начали использовать стеклопластиковые НКТ. На основании опыта внедрения были сформированы типовые компоновки ГНО для разных категорий скважин (по глубине, профилю и агрессивности среды), что позволило стандартизировать подбор оборудования и сократить сроки подготовки к спуску. Использование оборудования, произведенного на мощностях компании «Татнефть», ускорило тиражирование технологии на фонде нагнетательных скважин и повысило надежность эксплуатации скважин.

Помимо уже реализованных мероприятий, ключевым элементом стратегии ПАО «Татнефть» выступает цифровая трансформация системы ППД.

Ее важнейшим направлением является внедрение цифровых двойников – динамических виртуальных моделей, которые отражают фактическое состояние и текущие режимы работы трубопроводной сети, насосного оборудования и фонда нагнетательных скважин. В перспективе цифровой двойник позволит объединить данные телеметрии, результаты гидравлических расчетов и сведения из геоинформационных систем, обеспечивая сквозной контроль параметров и прогнозирование поведения трубопроводной системы.

Совокупное применение автоматизации объектов и цифрового моделирования даст синергетический эффект: данные, поступающие с автоматизированных станций в режиме реального времени, будут использованы для принятия управленческих решений и воздействий на оборудование. Замкнутый контур «мониторинг - анализ - управление» позволит реализовать адаптивное управление системой ППД: режимы закачки непрерывно корректируются с учетом фактического состояния пласта, трубопроводной сети и насосного оборудования, что повышает надежность и эффективность работы всей системы.

Реализация концепции реконструкции системы ППД позволит повысить надежность, энергоэффективность инфраструктуры и управляемость системы заводнения.

Заключение

Проведенный анализ комплекса мероприятий по совершенствованию системы поддержания пластового давления (ППД) в ПАО «Татнефть» демонстрирует системный и многоуровневый подход к решению задач на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. В условиях роста темпов выработки остаточных извлекаемых запасов и изношенности инфраструктуры компания последовательно реализует стратегию, нацеленную на обеспечение компенсации отборов, поддержание оптимального пластового давления и повышение общей эффективности системы заводнения.

Литература

1. Лещенко А.А., Корниенко С.А., Гатамов А.В. (2024) Практическое применение нейронных сетей при регулировании закачки, Neftegaz.ru, №12.;

2. Проект № 4548 «Концепция развития системы заводнения ПАО «Татнефть» на период до 2030 г.» (2011), с. 28–58.;

3. Хисанов Р.М., Лощева З.М., Фазлыев Р.Р. и др. (2023) Автоматизация и контроль учёта закачки жидкости как элемент интегрированной модели нефтяного месторождения, с.106–119.;

4. Ягафаров А.К., Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Зейгман Ю.В., Рогачев М.К. (2010) Разработка нефтяных месторождений, с. 100–203.

Сведения об авторах:

Нургалиев Азат Альбертович – Начальник департамента добычи нефти и газа, ПАО "Татнефть"

Россия, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: naa@tatneft.ru

Ахмадиев Равиль Нурович – Начальник управления добычи нефти и газа, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: ahmadievrn@tatneft.ru

References

1. Leshchenko A.A., Kornienko S.A., Gatamov A.V. (2024). Practical Application of Neural Networks for Injection Control. Neftegaz.ru, no. 12.

2. Project No. 4548 "Concept for the Development of the Waterflooding System of PJSC Tatneft for the Period up to 2030" (2011), pp. 28–58.

3. Khisanov R.M., Loshcheva Z.M., Fazlyev R.R., et al. (2023). Automation and Control of Fluid Injection Metering as an Element of an Integrated Oil Field Model, pp. 106–119.

4. Yagafarov A.K., Kleshchenko I.I., Zozulya G.P., Zeigman Yu.V., Rogachev M.K. (2010). Oil Field Development, pp. 100–203.

About the Authors

Azat A. Nurgaliev – Head of the Oil and Gas Production Department, PJSC Tatneft
75 Lenin St., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
e-mail: naa@tatneft.ru

Ravil N. Akhmadiev – Head of the Oil and Gas Production Directorate, PJSC Tatneft
75 Lenin St., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
e-mail: ahmadievrn@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 24.09.2026
Принята к публикации 06.10.2026
Опубликована 30.10.2026

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 622.276.55:620.1

Метод повышения эффективности диагностики обрыва и отворота штанг

А.С. Галеев, Г.И. Бикбулатова, С.Е. Сабанов, Ю.Л. Болтнева
Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

В работе предложен метод диагностики нижнего обрыва/отворота штанг и передачи информации с забоя на устье через электрическую цепь «колонна штанг – глубинный насос – колонна насосно-компрессорных труб (НКТ)» для повышения достоверности определения причин аварийных остановок и оптимизации планирования ремонтных работ.

Выполнены теоретические расчеты электрического сопротивления замкнутой и разомкнутой цепей. Проведены полевые измерения сопротивления на 10 добывающих скважинах с использованием цифрового мультиметра APPA 62 и анализ электромагнитных помех с применением осциллографа АКИП-4107.

Апробация метода осуществлена на трех скважинах Ельниковского месторождения (68А, 4051, 2823) с предварительной диагностикой обрыва и отворота штанг (ООШ) по динамограммам. Установлено, что среднее измеренное сопротивление замкнутой цепи составляет 2,5 Ом (расчетное значение – 1,41 Ом), а при имитации обрыва (непосаженный насос) сопротивление возрастает до 6–1000 Ом (расчетное – 200 Ом). Разница в порядках величин подтверждает техническую возможность надежной передачи дискретных сигналов. Полевые испытания показали, что при наличии нижнего обрыва/отворота штанг сопротивление цепи возрастает до мегаОм (скважина 68А – 3,79 МОм), что однозначно идентифицирует обрыв, в отличие от традиционного динамометрирования, которое не дифференцирует обрыва/отворота штанг от неисправности клапанов.

Разработанный метод позволяет достоверно определять нижний обрыв штанг, что исключает неоправданные затраты на «реанимационные» мероприятия (промывки горячей нефтью, водой, растворителями) и сокращает время простоя скважин. Ограничением метода является риск паразитных замыканий штанг об НКТ в зонах искривления ствола, что может быть устранено применением штанг с полимерными скребками-центраторами.

Ключевые слова: установка штангового скважинного насоса (УСШН); нижний обрыв и отворот колонны штанг; гальванический канал связи; диагностика внутрискважинного оборудования.

Для цитирования: Галеев А.С., Бикбулатова Г.И., Сабанов С.Е., Болтнева Ю.Л. (2026). Метод повышения эффективности диагностики обрыва и отворота штанг. Трудноизвлекаемые запасы,1(3), с. 27-32.

Method for improving the efficiency of diagnosing sucker rod parting and twist-off

A.S. Galeyev, G.I. Bikbulatova, S.L. Sabanov, Yu.A. Boltneva
Almetyevsk State Technological University «Petroleum High School», Almetyevsk, Russian Federation

This paper proposes a method for diagnosing bottomhole rod parting or twist-off and transmitting data from the bottomhole to the wellhead via an electrical circuit consisting of the "sucker rod string – downhole pump – tubing string". This approach aims to improve the reliability of identifying the causes of unscheduled shutdowns and to optimize workover planning.

Theoretical calculations of the electrical resistance for both closed and open circuits were performed. Field resistance measurements were conducted on 10 producing wells using an APPA 62 digital multimeter, alongside an analysis of electromagnetic interference using an AKIP-4107 oscilloscope.

The method was field-tested on three wells at the Yelnikovskoye field (wells 68A, 4051, and 2823), which had preliminary diagnoses of rod parting/twist-off based on dynamometer cards. It was established that the average measured resistance of a closed circuit is 2.5 Ω (calculated value: 1.41 Ω), whereas simulating a parting (e.g., an unseated pump) causes the resistance to increase to 6–1000 Ω (calculated value: 200 Ω). This difference in orders of magnitude confirms the technical feasibility of reliably transmitting discrete signals. Field tests demonstrated that in the event of a bottomhole rod parting or twist-off, the circuit resistance increases to the megaohm range (e.g., 3.79 MΩ for well 68A). This provides unambiguous identification of a parting, unlike traditional dynamometer card analysis, which cannot reliably differentiate between rod parting/twist-off and pump valve malfunctions.

The developed method enables reliable detection of bottomhole rod parting, thereby eliminating unjustified costs associated with unnecessary "recovery" operations (such as flushing with hot oil, water, or solvents) and reducing well downtime. A limitation of this method is the risk of parasitic short circuits between the rods and the tubing in deviated wellbore sections; however, this can be mitigated by using sucker rods equipped with polymer scraper-centralizers.

Keywords: sucker rod pump (SRP); bottomhole rod string parting and twist-off; galvanic communication channel; downhole equipment diagnostics.

Recommended citation: Galeyev A.S., Bikbulatova G.I., Sabanov S.L., Boltneva Yu.A. (2026). Method for improving the efficiency of diagnosing sucker rod parting and twist-off. Hard-to-recover reserves, 1(3), pp. 27-32.

Введение

На сегодняшний день преобладающая доля добывающего фонда нефтяных скважин оборудована установками штанговых скважинных насосов (УСШН). Конструктивно данные системы традиционно подразделяются на две составляющие: наземный привод и подземную (внутрискважинную) компоновку (Бахтизин и др., 2016).

Если диагностика работоспособности наземного оборудования не представляет существенных сложностей, то оценка состояния спущенного в ствол оборудования базируется преимущественно на косвенных показателях, среди которых ключевую роль играет циклическое нагружение штанговой колонны (Александров и др., 2022; Глухих и др., 2024 ; Жулаев и др., 2019; Сальников, Петроченков, 2026). Как следствие, подавляющее большинство аварийных остановок связано с обрывом или отворотом насосных штанг (ООШ) (Альмохаммад и др., 2022; Бахтизин и др., 2016; Галеев и др., 2024; Ибрагимов,

2019)

Традиционным методом оценки технического состояния подземной части УСШН является анализ индикаторных диаграмм (динамограмм). Динамометрирование дает возможность выявлять широкий спектр неисправностей путем сопоставления фактической диаграммы с эталонной. Однако, несмотря на очевидные достоинства, метод имеет ряд ограничений, главный из которых — оценка состояния по косвенным параметрам. Критическим недостатком является практическая невозможность достоверной идентификации нижнего обрыва штанг, поскольку его графическое отображение на динамограмме практически идентично неисправности всасывающих или нагнетательных клапанов (Бахтизин и др., 2016; Галеев и др., 2024).

Неверная интерпретация причины отказа влечет за собой неоптимальное планирование восстановительных мероприятий. Это приводит к неоправданным финансовым потерям, связанным с проведением «реанимационных» работ, таких как промывки водой, горячей нефтью или химическими растворителями.

В сфере геофизического мониторинга нефтегазовых скважин применяются как кабельные зонды, так и автономные приборы. Применение каротажного кабеля часто ограничено из-за дефицита свободного пространства в затрубном пространстве (особенно в наклонно-направленных скважинах) и необходимости монтажа специфического устьевого оборудования. Использование автономных регистраторов требует дополнительного привлечения бригад подземного ремонта (ТКРС) для их извлечения. В скважинах с электроцентробежными насосами (УЭЦН) функцию канала передачи данных и питания выполняет силовой кабель, тогда как в УСШН подобный выделенный канал отсутствует.

В связи с этим в работе предлагается использовать колонны насосно-компрессорных труб и насосных штанг в качестве гальванического канала связи. Концептуальная схема реализации данного подхода представлена на рисунке 1.

Колонны штанг и НКТ, выполненные из стали, выступают в роли электрических проводников. В штатном режиме эксплуатации они изолированы друг от друга благодаря применению центраторов, наличию отложений асфальтосмолопарафинов (АСП) на металлических поверхностях и относительно низкой обводненности продукции (менее 50%), что обеспечивает сопротивление изоляции на уровне мегаОм. Электрический контакт между колоннами происходит только в зоне глубинного насоса, где плунжер плотно прилегает к цилиндру, а переходное сопротивление стремится к нулю. Таким образом, общее сопротивление электрической цепи «штанги-насос-НКТ», измеренное на устье при условии целостности колонн, составляет единицы Ом (порядка 2 Ом). Резкий рост данного параметра однозначно сигнализирует об обрыве штанг или НКТ. Если же сопротивление остается низким, это может указывать как на целостность системы, так и на наличие паразитных электрических замыканий между колоннами. Для дифференциации этих состояний колонну штанг (при условии изоляции подвески от «земли») приводят в движение вверх-вниз. Скачки сопротивления в сторону увеличения подтверждают наличие замыканий в сочетании с обрывом. Отсутствие скачков или их снижение свидетельствует об отсутствии нижнего отворота (Галеев и др., 2022; Галеев и др., 2021).

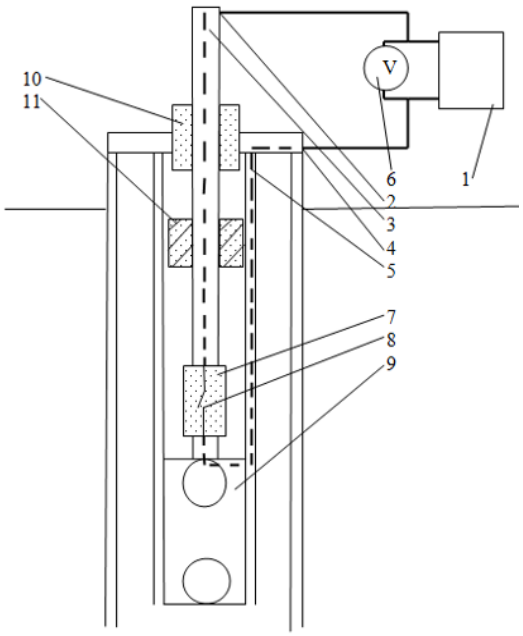


Рис. 1. Схема устройства для передачи данных по гальваническому каналу связи на скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами

Конструктивно устройство включает источник стабилизированного тока (1), подключенный контактом (2) к устьевой части штанг (3), а контактом (4) — к колонне НКТ (5). В цепь интегрирован блок фиксации изменения напряжения (6). Штанговая колонна (3) оснащена диэлектрической вставкой (7), разделяющей ее на верхнюю и нижнюю секции, которые коммутируются глубинным ключом (8). К нижней части штанг подсоединен глубинный насос (9). На устье штанги и НКТ изолированы друг от друга сальником (10) из диэлектрика, а по стволу скважины разобщаются скребками-центраторами (11). Пунктиром на схеме обозначен контур формируемой электрической цепи.

При активации ключа (8) эффективная проводимость цепи возрастает, что фиксируется блоком (6) как падение напряжения на источнике тока. Модулируя состояние ключа (8), можно осуществлять передачу телеметрической информации на поверхность.

Экспериментальные исследования изменения

электрического сопротивления цепи «штанги-насос-НКТ» для обоснования применимости гальванического канала были проведены в полевых условиях на 10 добывающих скважинах с использованием цифрового мультиметра APPA 62. Результаты замеров сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты замеров

Номер скважины	Сопротивление, Ом
117	2,4
813	3,6
449	1,1
246	2 – 4,4
384	0,2
386	0,2
205	0,4 – 1,2
415	2,8 – 3,4
233	0,3
475	0

Аномально низкие значения сопротивления зафиксированы на скважинах № 384 и № 386 (износ устьевых сальников), № 233 (нарушение центровки ствола) и № 475 (разрыв диэлектрической прокладки между штангами и канатной подвеской). В первых двух случаях цепь замыкалась через элементы устьевой арматуры, а в последнем — через заземленный станок-качалку, вызвавшем падение общего сопротивления.

Для анализа уровня электромагнитных «шумов» с применением цифрового осциллографа АКИП-4107 была снята осциллограмма напряжения в исследуемой цепи (скв. № 117), представленная на рисунке 2.

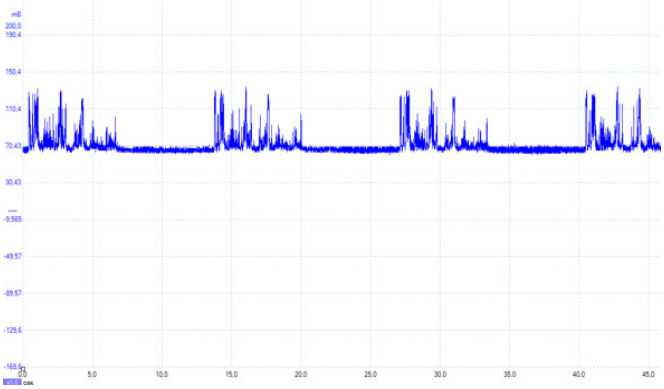


Рис. 2. Осциллограмма напряжения на устье скважины № 117

Анализ осциллограммы демонстрирует четкую корреляцию между периодикой помех и циклом работы станка-качалки. Пиковые значения «шумов» фиксируются в фазе движения штанг вниз: колонна сжимается, возрастает вероятность ее контакта с НКТ, что снижает сопротивление. При ходе вверх штанги растягиваются, вероятность касания минимизируется и уровень помех падает.

Теоретическая оценка сопротивления замкнутой цепи производилась исходя из допущения об однородности и электрической изоляции колонн с постоянным сечением:

$$R = R_{ш} + R_{НКТ} + R_{Н} = \frac{\rho \cdot L}{S_{ш}} + \frac{\rho \cdot L}{S_{НКТ}} + R_{Н}, \quad (1)$$

где ρ — удельное сопротивление вещества проводника, L — длина проводника, $S_{Ш}$ — площадь сечения штанг, $S_{НКТ}$ — площадь сечения НКТ, $R_{Н}$ – электрическое сопротивление, возникающее в глубинном насосе.

Поскольку зазор между плунжером и цилиндром минимален, а площадь контакта велика, электрическое сопротивление, возникающее в глубинном насосе, можно взять равным нулю.

Для условий скважины с L=1500м, ρ=0,14 Ом·м·мм²/м, $S_{ш}$ =380 мм², $S_{НКТ}$ = 243 мм² расчетное сопротивление составило 1,41 Ом.

Для моделирования разомкнутой цепи (имитация обрыва) на скважине № 913 в ходе ТКРС были выполнены замеры при не до конца посаженном в замковую опору вставного насоса. В этом случае зазор между плунжером и трубой многократно возрастает и цепь разрывается. Мультиметр APPA 62 зафиксировал сопротивление в диапазоне 6…1000 Ом.

Расчет сопротивления разомкнутой цепи выполнялся по формуле цилиндрического заземления электрода:

$$R_{З} = 0{,}367 \cdot \frac{\rho}{L} \lg\left(\frac{L}{d_{ш}}\right) \quad (2)$$

где ρ – удельное сопротивление среды; L – длина цилиндрического заземления (штанг), $d_{Ш}$ – диаметр цилиндрического заземления (штанг).

Для скважины № 913 удельное сопротивление среды - нефти ρ = 106 Ом·м; глубина спуска насоса L = 1770, диаметр колонны штанг d = 22 мм. Расчетное сопротивление среды, находящейся между штангами и насосно-компрессорными трубами, составило 200 Ом.

Сопоставление показывает, что среднее измеренное сопротивление замкнутой цепи (2,5 Ом) близко к расчетному (1,41 Ом), а измеренное сопротивление разомкнутой цепи (6…1000 Ом) вполне сопоставимо с расчетным (200 Ом). Разница в порядках величин между замкнутым и разомкнутым состояниями подтверждает техническую возможность надежной передачи дискретных сигналов с забоя на устье путем управления глубинным ключом.

При возникновении нижнего ООШ сопротивление цепи «НКТ-насос-штанги» многократно возрастает, что регистрируется устьевым блоком как синхронный скачок напряжения. Это служит однозначным критерием факта обрыва. При этом крат-

ковременные паразитные замыкания штанг об НКТ (например, при ходе вниз) не приводят к ложным срабатываниям, поскольку блок синхронизации настроен на фиксацию именно критического роста сопротивления.

Апробация метода проведена на трех скважинах Ельниковского месторождения (68А, 4051, 2823), ранее остановленных с подозрением на обрыв штанг.

Скважина 68А. Оператор зафиксировал прекращение подачи. Динамограмма показала нагрузку около 3 тонн. Было принято решение о промывке горячей нефтью, которая не дала результата (подача не восстановилась, на ДГ — признаки неисправности клапанов, нагрузка 2,5 т). Вызвана бригада ТКРС. Перед подъемом оборудования замер сопротивления цепи «штанги-НКТ» через ПВО показал 3,79 МОм, что однозначно указывало на обрыв. При подъеме обнаружен обрыв муфтового соединения между 95 и 96 штангами в интервале интенсивного набора кривизны ствола. После ремонта (спуск насоса НН-57 и установка центраторов в проблемном интервале) работа скважины восстановлена. Вывод: применение предложенного метода позволяет избежать затрат на неэффективную горячую промывку и сократить время простоя.

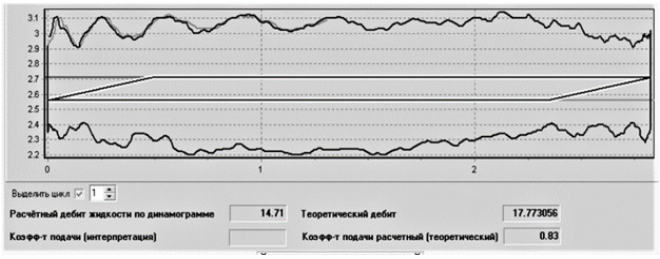


Рис. 3. Динамограмма скважины 68А



Рис. 4. Замер изоляции цепи НКТ-насос-колонна штанг на скважине 68А

Скважина 4051. Остановка в феврале 2019 г. с отсутствием подачи. Причина, согласно динамограмме, — отказ обоих клапанов (при наработке после ГРП 212 сут.). Промывка скважины не дала положительного результата, поэтому скважина была выведена в ремонт. Замер сопротивления цепи показал 0 Ом, что исключало обрыв. Подъем оборудования полностью подтвердил отсутствие обрыва штанг.

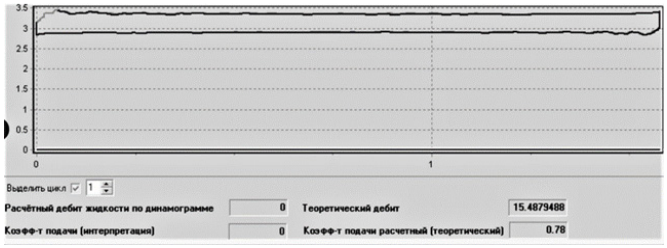


Рис. 5. Динамограмма по скважине 4051

Скважина 2823. Остановка в сентябре 2018 г. По ДГ причина была в неработающих клапанах. Промывка горячей водой (30 м³) также оказалась безрезультативной. Замер сопротивления показал значения, близкие к 0 Ом (обрыва нет). В ходе ТКРС выявлен облом плунжера в 50 см от нагнетательного клапана.

Обрывы и отвороты штанг остаются одной из наиболее актуальных проблем эксплуатации УСШН, провоцируемых истиранием труб в искривленных стволах, динамическими перегрузками из-за АСПО или прихватов плунжера. Традиционное динамометрирование не позволяет дифференцировать нижний обрыв от негерметичности клапанов, что ведет к ошибочному назначению дорогостоящих и безрезультатных промывок.

Предлагаемый метод диагностики по гальваническому каналу предполагает измерение сопротивления цепи на диэлектрической вставке. При обрыве сопротивление многократно возрастает. Ограничением метода является риск короткого замыкания штанг об НКТ в зонах искривления ствола, что снижает помехоустойчивость канала. Данная проблема может быть нивелирована применением штанг с полимерными скребками-центраторами.

Внедрение системы мониторинга ООШ позволит оптимизировать планирование ремонтов, исключить финансовые потери на «ненужные» реанимационные мероприятия (промывки) и существенно сократить сроки возврата скважин в эксплуатацию за счет точной и своевременной диагностики

Литература

1. Александров В.П., Иванов А.И., Петров С.А. (2022). Совершенствование системы контроля состояния скважинной насосной установки. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 333(1), с. 168–177.

2. Альмохаммад А.М., Безверхая Е.В., Квеско Н.Г., Брунгард М.В. (2022). Основные осложняющие факторы при эксплуатации станков-качалок штанговых глубинных насосов на нефтяном месторождении Айн-Зала Республики Ирак. Известия ТулГУ. Технические науки, 5, с. 397–402.

3. Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Топольников А.С., Азизов А.М., Комков А.Г., Ишмухаметов Б.Х.

(2016). Добыча нефти штанговыми установками в осложненных условиях. Уфа: Изд-во УГНТУ, 172 с.

4. Галеев А.С., Бикбулатова Г.И., Болтнева Ю.А., Шулин В.С. (2024). Анализ причин отказов глубинно-насосного оборудования при эксплуатации скважин штанговыми насосами в осложненных условиях. Известия ТулГУ. Технические науки, 8, с. 36–38.

5. Галеев А.С., Сабанов С.Л., Сулейманов Р.Н., Филимонов О.В., Утемисов Т.А., Жантурин Ж.К. (2022). Экспресс-диагностика обрыва-отворота штанг на скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 4(1), с. 112–119.

6. Галеев А.С., Сулейманов Р.Н., Филимонов О.В., Шайхразиев С.Р. (2021). Способ и устройство определения нижнего обрыва/отворота штанг на скважинах, оборудованных УШГН. Патент РФ № 2753327, МПК E21B 47/00. Заявитель и патентообладатель: ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». Заявка № 2018114619 от 19.04.2018, опубликовано 13.08.2021, Бюл. № 23 (II ч.).

7. Глухих И.Н., Милютин Д.А., Пономарев В.П. (2024). Диагностирование состояния штанговых глубинных насосов при помощи нейронных сетей. Вестник Тюменского государственного университета. Инженерные науки, 1(1), с. 15–20.

8. Жулаев В.П., Шайжанов Н.С., Борисов А.О. (2019). Анализ причин отказов привода скважинных штанговых насосов. Нефтегазовое дело, 19(3), с. 100–105.

9. Ибрагимов Р.Р. (2019). Предотвращение отворотов штанговой колонны путем применения противоотворотной гибкой муфты и нанесения анаэробного герметика в ООО «Башнефть-Добыча». Нефтегазовое дело, 17(1), с. 50–55.

10. Сальников С.В., Петроченков А.Б. (2026). Программа косвенной оценки усилия на полированном штоке штанговой скважинной насосной установки. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2026668296, Российская Федерация. Заявитель и правообладатель: ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет». Заявка № 2026669714 от 01.07.2026, опубликовано 01.07.2026.

Сведения об авторах:

Галеев Ахметсалим Сабирович – д.т.н., профессор, профессор Школы цифрового инжиниринга

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

E-mail: a.s.galeev@agni-rt.ru

Бикбулатова Голия Ильдусовна – к.т.н., доцент, доцент Школы цифрового инжиниринга

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

E-mail: bikbulatovagi@agni-rt.ru

Сабанов Сергей Леонидович – к.т.н., доцент Школы цифрового инжиниринга, ORCID 0009-0006-9141-5050

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

E-mail: s.sabanov@agni-rt.ru

Болтнева Юлия Анатольевна – старший преподаватель Школы цифрового инжиниринга

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

E-mail: yuba@agni-rt.ru

References

1. Aleksandrov V.P., Ivanov A.I., Petrov S.A. (2022). Improvement of the Monitoring System for the Condition of a Downhole Pumping Unit. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 333(1), pp. 168–177.

2. Almohammad A.M., Bezverkhaya E.V., Kvesko N.G., Brungard M.V. (2022). Main Complicating Factors in the Operation of Beam Pumping Units with Sucker-Rod Pumps at the Ain Zala Oil Field, Republic of Iraq. Izvestiya Tula State University. Technical Sciences, 5, pp. 397–402.

3. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Topolnikov A.S., Azizov A.M., Komkov A.G., Ishmukhametov B.Kh. (2016). Oil Production Using Sucker-Rod Pumping Units under Complicated Operating Conditions. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University Publishing House, 172 p.

4. Galeyev A.S., Bikbulatova G.I., Boltneva Yu.A., Shulin V.S. (2024). Analysis of the Causes of Downhole Pumping Equipment Failures during Well Operation with Sucker-Rod Pumps under Complicated Conditions. Izvestiya Tula State University. Technical Sciences, 8, pp. 36–38.

5. Galeyev A.S., Sabanov S.L., Suleimanov R.N., Filimonov O.V., Utemisov T.A., Zhanturin Zh.K. (2022). Rapid Diagnostics of Sucker-Rod Breakage/Unscrewing in Wells Equipped with Sucker-Rod Pumps. Bulletin of the Oil and Gas Industry of Kazakhstan, 4(1), pp. 112–119.

6. Galeyev A.S., Suleimanov R.N., Filimonov O.V., Shaikhraziev S.R. (2021). Method and Device for Determining Lower Sucker-Rod Breakage/Unscrewing in Wells Equipped with Sucker-Rod Pumping Units. Russian Federation Patent No. 2753327, IPC E21B 47/00. Applicant and patent holder: Ufa State Petroleum

Technological University. Application No. 2018114619, filed 19.04.2018, published 13.08.2021, Bulletin No. 23 (Part II)

7. Glukhikh I.N., Milyutin D.A., Ponomarev V.P. (2024). Diagnostics of the Condition of Sucker-Rod Pumps Using Neural Networks. Bulletin of the Tyumen State University. Engineering Sciences, 1(1), pp. 15–20.

8. Zhulaev V.P., Shaizhanov N.S., Borisov A.O. (2019). Analysis of the Causes of Failures of Sucker-Rod Pump Drives. Oil and Gas Business, 19(3), pp. 100–105.

9. Ibragimov R.R. (2019). Prevention of Sucker-Rod String Unscrewing by Using an Anti-Unscrewing Flexible Coupling and Applying an Anaerobic Sealant at Bashneft-Dobycha LLC. Oil and Gas Business, 17(1), pp. 50–55.

10. Salnikov S.V., Petrochenkov A.B. (2026). Software for Indirect Estimation of the Polished-Rod Load in a Sucker-Rod Pumping Unit. Certificate of State Registration of Computer Program No. 2026668296, Russian Federation. Applicant and right holder: Perm National Research Polytechnic University. Application No. 2026669714, filed 01.07.2026, published 01.07.2026.

Akhmetsalim S. Galeyev – Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor at the School of Digital Engineering
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: a.s.galeev@agni-rt.ru

Goliya I. Bikbulatova – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor at the School of Digital Engineering
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: bikbulatovagi@agni-rt.ru

Sergey L. Sabanov – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor at the School of Digital Engineering, ORCID 0009-0006-9141-5050
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: s.sabanov@agni-rt.ru

Yulia A. Boltneva – Senior Lecturer at the School of Digital Engineering
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: yuba@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 23.09.2026
Принята к публикации 06.10.2026
Опубликована 30.10.2026

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ УДК 553.98:551.735

Оперативная оценка нефтеперспектив визейских (бобриковских) терригенных отложений Волго-Уральской антеклизы с учетом условий их формирования

П.А. Петайкин, А.А. Зеленая, А.В. Плюснин
Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

В работе рассматриваются условия формирования визейских (бобриковских) терригенных отложений Волго-Уральской антеклизы и предлагается инструмент оперативной оценки их нефтеперспективности на землях месторождений и участках нераспределенного фонда недр. Продуктивность бобриковского горизонта во многом определяется обстановками осадконакопления, фациальной принадлежностью и литологической изменчивостью пород, поэтому прогноз только по структурному положению объекта недостаточен. Целью работы является разработка инструмента оперативной оценки нефтеперспектив бобриковских отложений с учетом условий их формирования в зависимости от обстановки осадконакопления. На основе обобщения стратиграфических схем, палеогеографических карт, фондовых отчетов, скважинных данных и материалов текущих проектов сформирована единая цифровая база, выполнены оцифровка палеогеографических построений и фациальное зонирование горизонта. Выделены шесть фациальных зон: выступы кристаллического фундамента (зона отсутствия отложений), аллювиальная равнина, аллювиально-дельтовая равнина, дельтовая равнина, фронт дельты и открытый шельф. Для каждой зоны определены условия формирования и параметры коллекторских свойств: доля коллектора, коэффициенты глинистости, пористости и проницаемости. Установлено, что наиболее благоприятные условия связаны с дельтовой (средняя доля коллектора 0.81) и аллювиально-дельтовой (0.67) равнинами, которые отнесены к высокоперспективным зонам; аллювиальная равнина и фронт дельты отнесены к среднеперспективным, открытый шельф и выступы фундамента – к низкоперспективным. Предложены алгоритм оперативной оценки и схема ранжирования участков, включая сопоставление фациальной карты с участками нераспределенного фонда недр. Выполнен SWOT-анализ, определены ограничения подхода и направления его дальнейшего развития.

Ключевые слова:визейский ярус, бобриковский горизонт, терригенные отложения, Волго-Уральская антеклиза, фациальный анализ, обстановки осадконакопления, коллекторские свойства, нефтеперспективность, нераспределенный фонд недр.

Для цитирования: Петайкин П.А., Зеленая А.А., Плюснин А.В. (2026). Оперативная оценка нефтеперспектив визейских (бобриковских) терригенных отложений Волго-Уральской антеклизы с учетом условий их формирования. Трудноизвлекаемые запасы,1(3), с. 33-40.

Formation conditions and prospects of the Visean (Bobrikovian) terrigenous deposits of the Volga-Ural anteclise

P.A. Petaykin, A.A. Zelenaya, A.V. Plyusnin
Almetyevsk State Technological University «Petroleum High School», Almetyevsk, Russian Federation

The paper considers the formation conditions of the Visean (Bobrikovian) terrigenous deposits of the Volga-Ural anteclise and proposes a tool for rapid assessment of their oil potential within licensed fields and unallocated subsoil areas. The productivity of the Bobrikovian horizon is largely controlled by depositional environments, facies affiliation and lithological variability of the rocks; therefore, a forecast based only on the structural position of an object is insufficient. The objective of the study is to develop a tool for rapid assessment of the oil potential of the Bobrikovian deposits that takes into account their formation conditions depending on the depositional environment. Stratigraphic schemes, paleogeographic maps, archive reports, well data and materials of ongoing projects were integrated into a single digital database; paleogeographic reconstructions were digitized and facies zoning of the horizon was performed. Six facies zones were identified: crystalline basement highs, alluvial plain, alluvial-deltaic plain, deltaic plain, delta front and open shelf. For each zone, the formation conditions and reservoir parameters were characterized: net-to-gross ratio, shale content, porosity and permeability. It has been established that the most favorable conditions are associated with the deltaic (average net-to-gross ratio 0.81) and alluvial-deltaic (0.67) plains, which are classified as highly prospective zones; the alluvial plain and delta front are classified as moderately prospective, and the open shelf and basement highs as low-prospective. An algorithm of rapid assessment and a scheme for ranking areas are proposed, including comparison of the facies map with unallocated subsoil areas. A SWOT analysis was performed, and the limitations of the approach and directions for its further development were identified.

Keywords: Visean stage, Bobrikovian horizon, terrigenous deposits, Volga-Ural anteclise, facies analysis, depositional environments, reservoir properties, oil potential, unallocated subsoil fund.

Recommended citation: Petaykin P.A.,Zelenaya A.A., Plyusnin A.V. (2026). Formation conditions and prospects of the Visean (Bobrikovian) terrigenous deposits of the Volga-Ural anteclise. Hard-to-recover reserves, 1(3), pp. 33-40.

Введение

Визейские, в том числе бобриковские, терригенные отложения Волго-Уральской антеклизы представляют значительный интерес для нефтегазовой геологии и инженерной оценки участков недр (Ларочкина, 2008; Шибанова, 2015). Их продуктивность во многом определяется условиями осадконакопления, фациальной принадлежностью, литологической изменчивостью и степенью развития пород-коллекторов. В пределах одного стратиграфического уровня могут соседствовать как высокоемкие песчаные тела, так и слабопроницаемые глинисто-алевритовые интервалы (Ермолова и др., 2019; Астаркин, 2020; Хайбуллин, 2022). Поэтому оперативная предварительная оценка перспективности требует не только учета структурного положения объекта, но и

понимания генезиса осадочных тел.

Практическая проблема заключается в том, что на ранней стадии анализа часто необходимо быстро сопоставить большое количество участков, включая как площади лицензионных участков, так и потенциально интересные территории нераспределенного фонда. При этом доступные данные имеют различный масштаб, качество и степень детализации: стратиграфические схемы, карты палеогеографических обстановок, фондовые отчеты, скважинная информация и результаты реализации текущих проектов. Без единой системы классификации такие материалы сложно использовать для сопоставимого прогноза.

Целью работы является разработка инструмента оперативной оценки нефтеперспектив визейских (бобриковских) терригенных отложений Волго-Уральской антеклизы на землях месторождений и участках нераспределенного фонда недр с учетом условий их формирования в зависимости от обстановки осадконакопления. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи: проведен анализ литературы и доступных материалов, включая стратиграфические схемы, статьи, интернет-ресурсы, фондовые отчеты и данные текущих проектов, для выделения бобриковских отложений и синтеза информации в единую базу; выполнено разделение бобриковских отложений на фациальные зоны на основе результатов стратиграфического, литолого-петрографического и седиментологического анализа условий формирования, подготовлены цифровые фациальные карты; проанализированы данные по скважинам и результаты региональных работ для характеристики продуктивности фациальных зон, сформирована таблица статистических характеристик параметров ФЕС-фаций; разработаны критерии прогноза перспективности участков с выделением высокоперспективных, среднеперспективных и низкоперспективных зон с учетом геологических условий и оперативных методов оценки.

Объектом исследования являются терригенные отложения Волго-Уральской антеклизы бобриковского горизонта. Предмет исследования – связь условий осадконакопления, фациальной принадлежности и коллекторских свойств с нефтегазоносностью и ранжированием участков по уровню перспективности.

Научная новизна работы состоит в интеграции фациального анализа, цифровой картографической основы и оперативных критериев оценки коллекторских свойств в единый инструмент предварительного прогноза. Практическая значимость заключается в возможности использовать результаты для первичного ранжирования объектов, подготовки концептуальной геологической модели и выбора приоритетов дальнейшего изучения.

Материал и методы

Волго-Уральская антеклиза является крупной нефтегазоносной областью, в пределах которой палеозойский осадочный чехол включает терригенные и карбонатные комплексы различного возраста (Ларочкина, 2008). Для оценки бобриковских отложений принципиально важно учитывать положение изучаемого горизонта в стратиграфическом разрезе, характер подстилающих и перекрывающих толщ, а также региональную изменчивость условий седиментации.

Бобриковские терригенные отложения характеризуются литологической неоднородностью. В разрезе встречаются пески, алевролиты, глины и переходные разности. Наличие песчаных и алевритовых тел создает предпосылки для формирования пород-коллекторов, тогда как повышение глинистости, биотурбация и тонкозернистый состав могут резко снижать фильтрационно-емкостные свойства (Силантьев и др., 2023; Плюснин и др., 2024). Поэтому анализ только стратиграфического положения без фациальной интерпретации недостаточен для надежного прогноза.

Исследование строится на представлении о том, что распределение коллекторов в бобриковском горизонте контролируется обстановками осадконакопления. В пределах речных, дельтовых, прибрежно-морских и шельфовых систем формируются различные типы осадочных тел. Они различаются формой, протяженностью, сортировкой материала, степенью глинизации и вероятностью сохранения пористо-проницаемых интервалов (Ермолова и др., 2019; Masagutov et al., 2024).

Для построения инструмента оценки использован комплекс материалов, позволяющий совместить региональный геологический контекст с параметрами конкретных объектов. В качестве исходных данных рассматривались:

1. Стратиграфические схемы и сводные геолого-геофизические разрезы региона;
2. Карты осадконакопления и палеогеографические реконструкции разных геологических возрастов;
3. Данные по скважинам, включая литологическое описание и статистические показатели коллекторских свойств;
4. Фондовые отчеты и результаты текущих проектных работ;
5. Картографические материалы для анализа связи фациальных зон с участками лицензионного и нераспределенного фонда недр.

Интеграция таких разнородных материалов позволяет перейти от описательной характеристики горизонта к формализованной процедуре ранжирования. При этом важным условием является единый формат хранения информации: цифровые карты, та-

блицы параметров и сопоставимые критерии интерпретации. Фрагмент набора палеогеографических карт, использованных для анализа условий осадконакопления, представлен на рисунке 1.

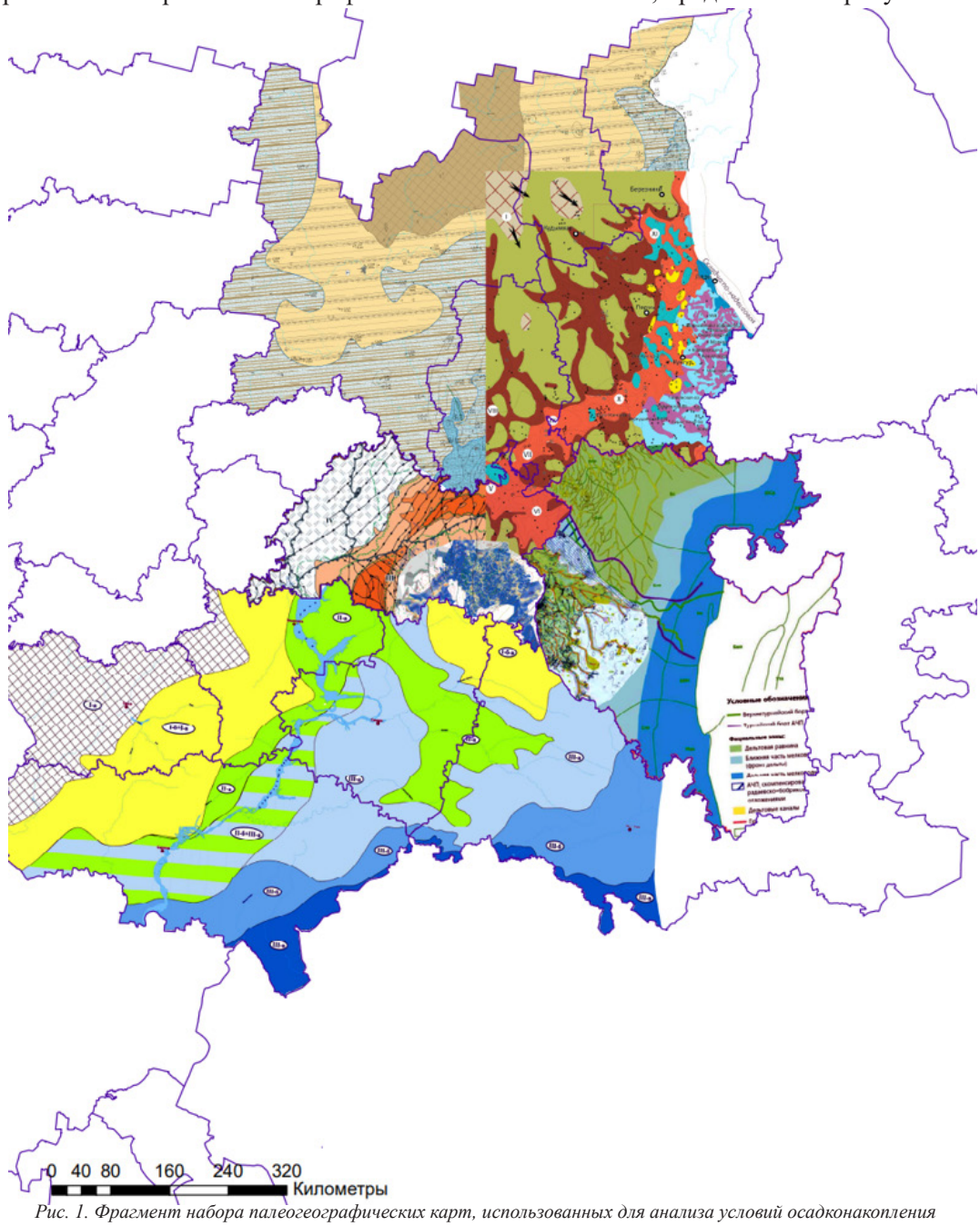


Рис. 1. Фрагмент набора палеогеографических карт, использованных для анализа условий осадконакопления

Предлагаемый подход ориентирован на оперативное принятие решений. Он не заменяет детальное геологическое моделирование, но позволяет на ранней стадии выделить участки, требующие первоочередного внимания. Методика объединяет четыре блока: сбор и нормализацию данных, фациальное зонирование, расчет и сопоставление критериев, картографическое представление результата.

Первый блок связан с подготовкой единой базы данных. На этом этапе сведения из литературы, карт, отчетов и скважинных материалов приводятся к сопоставимому виду. Фиксируются стратиграфическая привязка, литологические признаки, координатная основа, принадлежность к фациальной зоне и набор численных параметров, отражающих коллекторские свойства.

Второй блок включает реконструкцию обстановок осадконакопления. На основе стратиграфического, литолого-петрографического и седиментологического анализа выделяются зоны выступов кристаллического фундамента, аллювиальной равнины, аллювиально-дельтовой равнины, дельтовой равнины, фронта дельты и открытого шельфа. Каждая зона рассматривается как геологическая среда с определенной вероятностью развития коллектора.

Третий блок направлен на формирование цифровых карт. В ходе работы выполняется оцифровка палеогеографических и фациальных построений, после чего они используются как пространственный слой для сопоставления с месторождениями, участ-

ками нераспределенного фонда и скважинными данными. Такой формат обеспечивает возможность последующего обновления при появлении новых данных и материалов.

Четвертый блок – построение карты перспектив. Для каждой фациальной зоны задаются критерии прогноза, после чего участки ранжируются по уровню нефтеперспективности. Итоговый результат может использоваться как входная информация для выбора объектов детального изучения, планирования дополнительных работ и формирования концептуальной геологической модели.

Работа выполнялась в пять этапов, содержание и результаты которых приведены в таблице 1.

Таблица 1 – План работы с учетом подготовки цифровых карт

Этап	Содержание	Результат этапа
1	Подготовка проектной документации	Анализ статей, стратиграфических материалов, интернет-ресурсов, фондовых отчетов и данных текущих проектов; формирование первичной базы
2	Работа с картами и цифровизация	Реконструкция механизмов осадконакопления, оцифровка палеогеографических карт, подготовка единой картографической основы
3	Фациальное зонирование	Выделение зон бобриковских отложений, составление цифровой карты фаций и таблицы коллекторских свойств
4	Оценка перспективности	Формирование критериев высоко-, средне- и низкоперспективных участков; анализ связи с лицензионным и нераспределенным фондом недр
5	Обобщение результатов	Подготовка рекомендаций по дальнейшему тестированию инструмента

Оценка отдельного участка выполняется в следующей последовательности:

1. Определить принадлежность объекта к бобриковскому горизонту и уточнить стратиграфическое положение;
2. Нанести объект на цифровую фациальную карту и определить вероятную обстановку осадконакопления;
3. Сопоставить фациальную принадлежность с таблицей коллекторских свойств и статистическими показателями;
4. Присвоить участку предварительную категорию перспективности: высокую, среднюю или низкую;
5. Проверить результат по доступным скважинным, региональным и картографическим данным;
6. Сформировать рекомендацию: детальное изучение, уточнение данных либо исключение из первоочередного портфеля.

Результаты

Фациальное зонирование является центральным элементом предлагаемого инструмента. Оно позволяет перейти от набора отдельных геологических наблюдений к пространственно-осмысленной модели, в которой каждая зона имеет собственную седиментационную природу и ожидаемый диапазон коллекторских свойств. Карта фациальных зон приведена на рисунке 2.

Выступы кристаллического фундамента – это участки отсутствия отложений бобриковского горизонта, где более древние породы, например граниты и гнейсы, занимают повышенное положение относительно осадочного чехла. При преобладании тектонических поднятий над денудацией такие структуры могут формировать крупные положительные элементы рельефа. В рассматриваемой системе традиционный осадочный коллектор здесь отсутствует, однако локальные ловушки углеводородов теоретически могут быть связаны с корой выветривания фундамента или зонами тектонической раздробленности. Для оперативной оценки данная зона относится к низкоперспективной категории по бобриковскому терригенному комплексу.

Аллювиальная равнина формируется в речных системах, где осадки накапливаются в руслах, меандрах, пойменных участках и старицах. Осадки могут включать песчаный, алевритовый и глинистый материал, поэтому коллекторские свойства здесь изменчивы. В одной зоне могут встречаться как фации неколлектора, связанные с пойменными глинистыми отложениями, так и хорошие коллекторы, приуроченные к песчаным телам меандров. Средняя доля коллектора принята равной 0.30, что позволяет отнести зону к среднеперспективной при обязательной проверке локального строения.

Аллювиально-дельтовая равнина отражает переходную обстановку, где речная система взаимодействует с морским или иным водоемным бассейном. В устьевых районах рек при снижении скорости потока откладываются глины, пески и илы, формируются дельтовые рукава, каналы и межрукавные области. Хорошая сортировка осадков и сложная архитектура песчаных тел обеспечивают высокую способность аккумулировать флюид. Средняя доля коллектора составляет 0.67, поэтому зона относится к высокоперспективной.

Дельтовая равнина развивается в пределах конусов выноса рек, где обломочный материал распределяется по площади при снижении энергии потока. В таких условиях формируются песчаные и алевритовые тела, связанные с каналами и рукавами. Для зоны характерны благоприятные фильтрационно-емкостные свойства, высокая доля коллектора и низкая глинистость. Средняя доля коллектора равна 0.81, что делает дельтовую равнину наиболее перспективной фациальной зоной для первоочередного анализа.

Фронт дельты формируется в морских условиях в области устьевых баров, мелководных отмелей и лагун. Осадконакопление происходит при замедлении водного потока и постепенном выпадении песчано-алевритового материала. Отложения характеризуются фациальной неоднородностью: в разрезе могут присутствовать как высокопористые прослои устьевых баров, так и ухудшенные коллекторы отмелей и лагун. Доля коллектора составляет около 0.48, поэтому зона оценивается как среднеперспективная.

Открытый шельф формируется в морской обстановке за пределами активного влияния дельтовых потоков. Осадки часто перерабатываются донными течениями и организмами, подвергаются биотурбации, что приводит к нарушению первичной слоистости и образованию более однородных глинисто-алевритовых толщ. Повышенная глинистость и тонкозернистый состав затрудняют накопление и фильтрацию флюидов. Несмотря на возможность локального развития коллекторов, зона в целом относится к низко- или ограниченно перспективной.

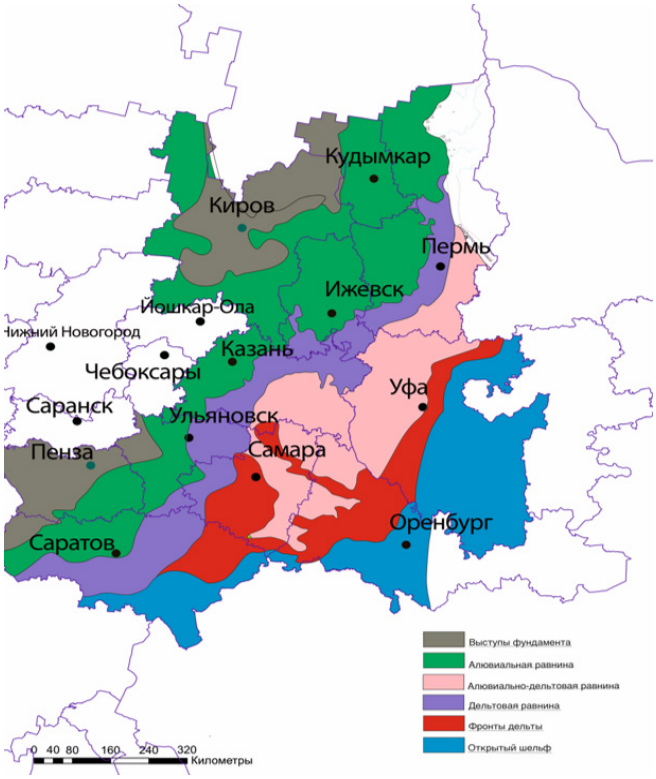


Рис. 2. Карта фациальных зон бобриковских отложений Волго-Уральской антеклизы

Для оперативной оценки важна не только качественная интерпретация обстановки осадконакопления, но и ее перевод в систему количественных критериев. В таблице 2 приведены численные параметры коллекторских свойств фациальных зон, в таблице 3 – их качественные признаки и предложенная категория перспективности.

Таблица 2 – Оперативные параметры оценки коллекторских свойств

Фациальная зона	Доля коллектора, д. ед.	Коэффициент глинистости ср. по пласту, д. ед.	Коэффициент пористости по коллектору, д. ед.	Коэффициент проницаемости ср. по коллектору, мД
Выступы кристаллического фундамента	–	–	–	–
Аллювиальная равнина	0.30	0.342	0.196	417
Аллювиально-дельтовая равнина	0.67	0.156	0.199	560
Дельтовая равнина	0.81	0.091	0.196	520
Фронт дельты	0.48	0.223	0.211	135
Открытый шельф	0.30	0.400	0.200	293

Наибольшая доля коллектора (0.81) и минимальный коэффициент глинистости (0.091 д. ед.) отмечаются в зоне дельтовой равнины; максимальная средняя проницаемость по коллектору (560 мД) характерна для аллювиально-дельтовой равнины. Для открытого шельфа и аллювиальной равнины при доле коллектора 0.30 характерны наиболее высокие значения коэффициента глинистости (0.400 и 0.342 д. ед. соответственно). Средний коэффициент пористости по коллектору во всех зонах изменяется в узком диапазоне (0.196–0.211 д. ед.).

Итогом фациального анализа является не только карта распределения обстановок осадконакопления, но и карта перспективности. Она строится путем наложения фациального слоя на сведения о месторождениях, участках фонда недр и доступных скважинных данных. Такой подход позволяет получить не абсолютный прогноз запасов, а ранговую оценку, показывающую, где вероятность развития эффективных коллекторов выше, а где необходима дополнительная проверка или детальная интерпретация.

Высокоперспективные зоны соответствуют фациям дельтовой и аллювиально-дельтовой равнины.

Они характеризуются высокой долей коллектора, относительно низкой глинистостью и благоприятной архитектурой песчаных тел. Именно эти зоны целесообразно рассматривать как приоритетные для первичного анализа участков.

Среднеперспективные зоны представлены аллювиальной равниной и фронтом дельты. В них могут формироваться качественные коллекторы, однако их распространение более изменчиво. Для таких объектов требуется уточнение локальной геометрии песчаных тел, проверка литологической неоднородности и сопоставление с фактическими скважинными данными.

Низкоперспективные и ограниченно перспективные зоны включают открытый шельф и зоны выступов кристаллического фундамента. В первом случае развитие коллектора ограничивается глинистостью, тонкозернистым составом и биотурбацией, во втором – традиционный осадочный коллектор отсутствует. Эти зоны не исключаются из анализа полностью, но требуют иных критериев оценки и не должны автоматически попадать в число приоритетных объектов по бобриковскому терригенному комплексу. Схема ранжирования участков приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Оперативная схема ранжирования участков

Категория перспективности	Фациальные признаки	Рекомендуемое решение
Высокая	Дельтовая и аллювиально-дельтовая равнина; высокая доля коллектора; низкая или умеренная глинистость	Включить в первоочередной перечень для детального анализа и уточнения геологической модели
Средняя	Аллювиальная равнина и фронт дельты; фациальная изменчивость; локальные песчаные тела	Проводить проверку по скважинным данным, уточнять распространение коллектора и геометрию тел
Низкая	Открытый шельф или выступы фундамента; высокая глинистость либо отсутствие традиционного коллектора	Рассматривать как второстепенные участки или анализировать только при наличии дополнительных положительных факторов

Связь инструмента с нераспределенным фондом недр заключается в возможности быстро выявлять участки, где благоприятные фациальные зоны совпадают с территориями, не закрепленными за действующими лицензиями. Для этого карта фациального зонирования сопоставляется с картографическими данными о лицензионном и нераспределенном фонде недр (рис. 3). Приоритет получают те площади, где прогнозируются дельтовые или аллювиально-дельтовые условия накопления и при этом отсутствуют очевидные ограничения по геологическим данным.

На практике такой анализ может использоваться для формирования предварительного перечня участков, подлежащих дальнейшему изучению. Например, если участок нераспределенного фонда расположен в зоне дельтовой равнины, он получает высокий приоритет. Если он попадает в аллювиальную равнину или фронт дельты, требуется дополнительная проверка локальной изменчивости коллекторов. Если участок приурочен к открытому шельфу или выступам фундамента, он рассматривается как объект с повышенным геологическим риском.



Рис. 3. Сопоставление фациальной карты с участками лицензионного и нераспределенного фонда недр

Важно подчеркнуть, что ранжирование по фациальному признаку не является окончательным решением о перспективности. Оно представляет собой быстрый фильтр, после которого необходимо учитывать структурное положение, насыщение, результаты сейсмики, качество скважинных данных и при возможности фактические показатели добычи. В дальнейшем инструмент целесообразно дополнить блоком увязки фациальной принадлежности с данными добычи, что повысит надежность прогноза.

Выводы

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Разработан подход к оперативной оценке нефтеперспектив визейских (бобриковских) терригенных отложений Волго-Уральской антеклизы на основе фациального анализа и цифровой картографической базы.
2. Выделены ключевые фациальные зоны: выступы кристаллического фундамента, аллювиальная равнина, аллювиально-дельтовая равнина, дельтовая равнина, фронт дельты и открытый шельф.
3. Для каждой фациальной зоны сформулированы условия образования, качественная и количественная характеристики коллекторских свойств и предварительная категория перспективности.

4. Показано, что наиболее благоприятные условия связаны с дельтовой и аллювиально-дельтовой равниной, где наблюдаются высокая доля коллектора и более благоприятные фильтрационно-емкостные свойства.
5. Предложена схема сопоставления фациальной карты с участками нераспределенного фонда недр для выбора объектов, требующих первоочередного анализа.
6. Сформулированы ограничения подхода и направления дальнейшего развития, включая тестирование на фактических данных и увязку фациальной принадлежности с показателями добычи.

Таким образом, предложенный инструмент имеет прикладное значение для предварительного ранжирования нефтегазоносных объектов, ускоряет систематизацию геологической информации и может использоваться как основа для последующей детализации геологической модели.

Литература

1. Астаркин С.В. (2020). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности бобриковских отложений юго-восточной части Русской плиты на основе выполненных литолого-палеогеографических исследований. Диссертация.

2. Ермолова Т.Е., Мушин И.А., Ступак А.А., Фролов Б.К., Оксман Г.А., Холмянская Н.Ю. (2019). Перспективы поиска новых нефтегазоносных объектов в верхнетурнейско-визейских терригенных отложениях востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на основе комплексных седиментологических и сейсмогеологических исследований. Геология нефти и газа, 3, с. 67–85.

3. Ларочкина И.А. (2008). Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ООО «ПФ Гарт», 210 с.

4. Плюснин А.В., Сулима А.И., Староселец Д.А., Томилин Е.М., Исаева Г.А., Афонин И.В., Федотов И.С., Рабцевич Е.С., Бобров Д.М., Сергеев М.С. (2024). Условия осадконакопления, вещественный состав и реконструкция пород питающих провинций отложений визейского яруса Башкирского свода (по результатам изучения керна скважины на юге Пермского края). Георесурсы, 26(1), с. 52–70. https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.5

5. Силантьев В.В., Валидов М.Ф., Мифтахутдинова Д.Н., Нургалиева Н.Г., Королёв Э.А., Ганиев Б.Г., Лутфуллин А.А., Шуматбаев К.Д., Хабипов Р.М., Судаков В.А., Ахмадуллина Ю.А., Голод К.А., Леонтьев А.А., Шамсиев Р.Р., Никонорова Д.А., Крикун С.С., Нойкин М.В., Абдуллина Э.А. (2023). Визейские терригенные отложения Южно-Татарского свода (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) – разнофациальное заполнение закарстованной поверхности турнейской изолированной карбонатной платформы. Георесурсы, 25(4), с. 3–28. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.1

6. Хайбуллин А.Х. (2022). Закономерности развития и особенности выделения песчаников радаевско-бобриковского горизонта платформенной части Республики Башкортостан. Сборник тезисов докладов научно-технического форума ООО «СамараНИПИнефть». Самара: ООО «Портал Инноваций», с. 15–17.

7. Шибанова А.М. (2015). Оценка перспектив нефтегазоносности западных и северных районов Волго-Уральской и сопредельных территорий Тимано-Печорской НГП на основе комплексного обобщения геолого-геофизических данных и реализации технологии бассейнового моделирования. Отчет. АО «НВНИИГГ», АО «КамНИИКИГС», ФГУП «ВНИГРИ».

8. Masagutov R.K., Komilov J.U., Khaybullin A.K., Maleev R.I., Dvorkin A.V. (2024). Sedimentation conditions and oil-bearing prospects of the Kosvinsk-Bobrikovsky sediments of the eastern part of the South Tatar arch and the adjacent territory of the Aktanysh-Chishmy trough (in Russ.), pp. 62–66.

Сведения об авторах

Петайкин Павел Александрович – студент группы 14-31, Передовая инженерная нефтяная школа, ГАОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

e-mail: petaikin148@inbox.ru

Зеленая Александра Александровна – главный специалист по направлению геологического инжиниринга ПИНШ нефтегазовых месторождений ГАОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

e-mail: zelenaya@agni-rt.ru

Плюснин Алексей Владимирович – к.г.-м.н., научный консультант Департамента нефтегазового инжиниринга ПИНШ, ГАОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

e-mail: plyusnin@agni-rt.ru

References

1. Astarkin S.V. (2020). Geological structure and petroleum potential of the Bobrikovian deposits of the south-eastern part of the Russian Plate based on lithological and paleogeographic studies. Dissertation. (In Russ.)

2. Ermolova T.E., Mushin I.A., Stupak A.A., Frolov B.K., Oksman G.A., Kholmyanskaya N.Yu. (2019). Prospects for new oil and gas objects in the Upper Tournaisian–Visean terrigenous deposits of the eastern Volga-Ural petroleum province based on integrated sedimentological and seismogeological studies. Geologiya nefti i gaza, 3, 67–85. (In Russ.)

3. Larochkina I.A. (2008). Geological foundations of prospecting and exploration of oil and gas fields in the Republic of Tatarstan. Kazan: PF Gart, 210 p. (In Russ.)

4. Plyusnin A.V., Sulima A.I., Staroselets D.A., Tomilin E.M., Isaeva G.A., Afonin I.V., Fedotov I.S., Rabtsevich E.S., Bobrov D.M., Sergeev M.S. (2024). Sedimentation conditions, material composition, and reconstruction of the rock composition of the feeding provinces of the Visean terrigenous stage of the Bashkir Dome (based on the results of the study of the borehole core in the south of the Perm Territory). Georesursy = Georesources, 26(1), 52–70. https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.5

5. Silantiev V.V., Validov M.F., Miftakhutdinova D.N., Nourgalieva N.G., Korolev E.A., Ganiev B.G., Lutfullin A.A., Shumatbaev K.D., Khabipov R.M., Sudakov V.A., Akhmadullina Yu.A., Golod K.A., Leontev A.A., Shamsiev R.R., Nikonorova D.A., Krikun S.S., Noykin M.V., Abdullina E.A. (2023). Visean terrigenous sediments of the South Tatar Arch (Volga-Urals oil and gas bearing province) – multifacial filling of the karst surface of the Tournaisian isolated carbonate platform. Georesursy = Georesources, 25(4), 3–28. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.1

6. Khaybullin A.Kh. (2022). Patterns of development and identification of sandstones of the Radaevian-Bobrikovian horizon in the platform part of the Republic of Bashkortostan. Proceedings of the Scientific and Technical Forum of SamaraNIPIneft LLC. Samara: Portal Innovatsiy, 15–17. (In Russ.)

7. Shibanova A.M. (2015). Assessment of the petroleum potential of the western and northern areas of the Volga-Ural and adjacent territories of the Timan-Pechora petroleum province based on integrated generalization of geological and geophysical data and basin modeling. Report. NVNIIGG, KamNIIKIGS, VNIGRI. (In Russ.)

8. Masagutov R.K., Komilov J.U., Khaybullin A.K., Maleev R.I., Dvorkin A.V. (2024). Sedimentation conditions and oil-bearing prospects of the Kosvinsk-Bobrikovsky sediments of the eastern part of the South Tatar arch and the adjacent territory of the Aktanysh-Chishmy trough, 62–66. (In Russ.)

About the authors

Pavel A. Petaikin – Student (Group 14-31), Advanced Petroleum Engineering School, Almetyevsk State Technological University "Higher Petroleum School"

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: petaikin148@inbox.ru

Alexandra A. Zelenaya – Chief Specialist in Geological Engineering for Oil and Gas Fields, Advanced Petroleum Engineering School, Almetyevsk State Technological University "Higher Petroleum School"

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: zelenaya@agni-rt.ru

Alexey V. Plyusnin – Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Scientific Consultant, Department of Oil and Gas Engineering, Advanced Petroleum Engineering School, Almetyevsk State Technological University "Higher Petroleum School"

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: plyusnin@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 22.09.2026
Принята к публикации 10.10.2026
Опубликована 30.10.2026