ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

УДК 622.276.1/4 https://doi.org/10.70769/218-4732.ITJ.2026-3.06

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН И МЕХАНИЗМОВ СНИЖЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ МАССИВНОГО ТИПА С УЧЕТОМ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Бозоров Улугбек Суюн угли[1], самостоятельный соискатель (PhD),
E-mail: ulugbek.bozorov.1991@gmail.com, ORCID: 0009-0002-1622-6664,
Science ID: MQD-0726-0036
Мейлиев Хуршид Бахриддинович[1], самостоятельный соискатель (PhD),
E-mail: khurshid_meyliev@kstu.uz, ORCID: 0000-0002-4437-3680, Science ID: MQD-0225-0005
Саматов Шерзод Шавкатович[2], старший преподаватель, E-mail: samatov@kstu.uz,
ORCID: 0009-0007-2995-6478, Science ID: MQD-0626-0094

[1]Каршинский государственный технический университет, г. Карши, Узбекистан
[2]Университет экономики и педагогики, г. Карши, Узбекистан

Аннотация. *В работе выполнено комплексное исследование причин и механизмов снижения продуктивности нефтяных скважин, эксплуатирующих залежи массивного типа, с акцентом на геологическое строение и фильтрационное состояние призабойной зоны пласта. Методология объединяет критический анализ опубликованных промысловых данных по массивным и подгазовым залежам Бухаро-Хивского нефтегазоносного региона, сведения о формировании скин-эффекта и повреждении пласта, результаты исследований водоконусообразования и трещиноватых коллекторов, а также авторский параметрический анализ радиально-композитной модели притока. Для разграничения геологических и техногенных составляющих введено представление суммарного скин-фактора как сочетания повреждения призабойной зоны, геологической неоднородности, несовершенства вскрытия и многофазных эффектов.*

Показано, что снижение продуктивности в массивной залежи формируется не одним фактором, а наложением вертикальной неоднородности, анизотропии, трещиноватости, положения интервала перфорации относительно водонефтяного контакта, изменения относительной фазовой проницаемости по нефти и техногенного ухудшения проницаемости вблизи ствола.

Ключевые слова: *массивная нефтяная залежь, продуктивность скважины, призабойная зона пласта, геологическая неоднородность, скин-фактор, повреждение пласта, водоконусообразование, трещиноватость, относительная проницаемость, обводненность.*

UO‘K 622.276.1/4

MASSIV TURIDAGI NEFT UYUMLARIDA QUDUQ TUBI ATROFI ZONASINING GEOLOGIK TUZILISHINI HISOBGA OLGAN HOLDA QUDUQLAR MAHSULDORLIGI PASAYISHINING SABABLARI VA MEXANIZMLARINI TADQIQ ETISH

Bozorov Ulug‘bek Suyun o‘g‘li[1], mustaqil izlanuvchi (PhD)
Meyliyev Xurshid Baxriddinovich[1], mustaqil izlanuvchi (PhD)
Samatov Sherzod Shavkatovich[2], katta o‘qituvchi

[1]Qarshi davlat texnika universiteti, Qarshi, O‘zbekiston
[2]Iqtisodiyot va pedagogika universiteti, Qarshi, O‘zbekiston

Annotatsiya. *Mazkur ishda massiv turidagi neft uyumlarini ishlatish jarayonida quduqlar mahsuldorligining pasayish sabablari va mexanizmlari kompleks tadqiq etilgan bo‘lib, asosiy e’tibor qatlamning quduq tubi atrofi zonasining geologik tuzilishi va filtratsion holatiga qaratilgan. Tadqiqot metodologiyasi Buxoro–Xiva neft-gazli hududidagi massiv va gaz do‘ppisi ostidagi uyumlar bo‘yicha e’lon qilingan kon ma’lumotlarini tanqidiy tahlil qilish, skin-effektning shakllanishi va qatlamning shikastlanishi haqidagi ma’lumotlar, suv konusining hosil bo‘lishi va yoriqli kollektorlar bo‘yicha*

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

tadqiqot natijalari, shuningdek radial-kompozit oqim modelining mualliflik parametrik tahlilini o‘z ichiga oladi. Geologik va texnogen omillarni bir-biridan farqlash maqsadida umumiy skin-faktor quduq tubi atrofi zonasining shikastlanishi, geologik bir jinsli bo‘lmaganlik, qatlamni ochishning nomukammalligi hamda ko‘p fazali filtratsiya ta’sirlarining yig‘indisi sifatida qaralgan.

Aniqlanishicha, massiv turidagi uyumlarda quduqlar mahsuldorligining pasayishi bitta omil ta’sirida emas, balki vertikal geologik bir jinsli bo‘lmaganlik, anizotropiya, yoriqlilik, perforatsiya intervalining suv-neft kontaktiga nisbatan joylashuvi, neft bo‘yicha nisbiy fazaviy o‘tkazuvchanlikning o‘zgarishi hamda quduq stvoli yaqinidagi jinslar o‘tkazuvchanligining texnogen yomonlashuvi kabi omillarning birgalikdagi ta’siri natijasida yuzaga kelishi ko‘rsatilgan.

Kalit so‘zlar: *massiv turidagi neft uyumi, quduq mahsuldorligi, quduq tubi atrofi zonasi, geologik bir jinsli bo‘lmaganlik, skin-faktor, qatlamning shikastlanishi, suv konusining hosil bo‘lishi, yoriqlilik, nisbiy o‘tkazuvchanlik, suvlanganlik.*

UDC 622.276.1/4

INVESTIGATION OF THE CAUSES AND MECHANISMS OF WELL PRODUCTIVITY DECLINE IN MASSIVE-TYPE OIL RESERVOIRS CONSIDERING THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE NEAR-WELLBORE ZONE

Ulugbek Bozorov[1], Independent Researcher (PhD)
Xurshid Meyliyev[1], Independent Researcher (PhD)
Sherzod Samatov[2], Senior Lecturer

[1]Karshi State Technical University, Karshi, Uzbekistan
[2]University of Economics and Pedagogy, Karshi, Uzbekistan

Abstract. *This study presents a comprehensive investigation of the causes and mechanisms responsible for the decline in the productivity of oil wells producing from massive-type reservoirs, with particular emphasis on the geological structure and filtration properties of the near-wellbore formation zone. The research methodology combines a critical analysis of published field data on massive and gas-cap oil reservoirs in the Bukhara–Khiva oil and gas region, information on skin-effect formation and formation damage, results of studies on water coning and fractured reservoirs, as well as the author’s parametric analysis based on a radial composite inflow model.*

To distinguish between geological and induced components, the total skin factor is considered as the combined effect of near-wellbore formation damage, geological heterogeneity, imperfect reservoir completion, and multiphase flow effects. It has been established that the decline in well productivity in massive-type reservoirs is caused not by a single factor, but by the combined influence of vertical geological heterogeneity, anisotropy, reservoir fracturing, the position of the perforation interval relative to the oil–water contact, changes in oil relative permeability, and induced deterioration of rock permeability in the vicinity of the wellbore.

Keywords: *massive-type oil reservoir, well productivity, near-wellbore formation zone, geological heterogeneity, skin factor, formation damage, water coning, fracturing, relative permeability, water cut.*

Введение

Снижение продуктивности добывающих скважин на поздней стадии разработки является одним из наиболее устойчивых источников потерь извлекаемой нефти и роста удельных затрат. Для залежей массивного типа проблема имеет значительно более сложный характер, чем для сравнительно однородных пластовых объектов. Массивная залежь характеризуется значительной нефтенасыщенной толщиной, развитием вертикальной фильтрационной связи, нередко – наличием газовой шапки и активной подошвенной воды. При таком строении изменение депрессии на пласт приводит не только к изменению радиального притока к стволу, но и к перераспределению потоков по вертикали, деформации газонефтяного и водонефтяного контактов, формированию конусов газа и воды. Поэтому

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

одинаковое снижение дебита по нефти у двух скважин может отражать принципиально разные процессы: загрязнение призабойной зоны, уменьшение фазовой проницаемости вследствие роста водонасыщенности, подключение высокопроводящих трещин, ухудшение качества цементирования или просто нерациональное положение интервала вскрытия относительно текущего ВНК.

В опубликованном исследовании по массивным подгазовым нефтяным залежам Бухаро-Хивского нефтегазоносного региона отмечено, что на поздней стадии разработки падение дебитов и рост обводненности являются важнейшими причинами замедления выработки запасов; при этом при выборе режима скважины необходимо учитывать эффективную нефтенасыщенную толщину, петрофизические свойства, расстояние интервала перфорации до водонефтяного контакта, плотность сетки и величину депрессии [1]. Эти положения подчеркивают необходимость рассматривать состояние призабойной зоны не изолированно, а в контексте трехмерного геологического строения залежи.

Классическая теория скин-эффекта связывает дополнительное гидравлическое сопротивление с изменением проницаемости в кольцевой области вокруг скважины [2]. В современном понимании formation damage включает значительно более широкий комплекс процессов: проникновение фильтрата и твердой фазы бурового раствора, миграцию мелких частиц, набухание глин, осадкообразование, солеотложения, образование стойких эмульсий, изменение смачиваемости, механическое уплотнение и химическую несовместимость флюидов [3, 6–10]. Их общий результат – уменьшение эффективной проводимости системы «пласт – призабойная зона – перфорационные каналы – ствол» и рост требуемой депрессии для поддержания заданного дебита.

Цель работы – систематизировать причины и раскрыть механизмы снижения продуктивности скважин в нефтяных залежах массивного типа с учетом геологического строения призабойной зоны, а также количественно оценить совместное влияние поврежденной зоны и многофазного снижения относительной проницаемости на индекс продуктивности. Для достижения цели решены следующие задачи: выполнена классификация геологических, фильтрационных, техногенных и многофазных механизмов; сформирована упрощенная аналитическая модель «неповрежденный пласт – измененная ПЗП»; проведен параметрический анализ чувствительности; сопоставлены расчетные результаты с опубликованными промысловыми наблюдениями; предложена диагностическая матрица для выбора последующего исследования и воздействия.

Взаимосвязь основных геологических, фильтрационных и техногенных факторов, определяющих снижение продуктивности скважин в залежи массивного типа, схематично представлена на рис. 1.

При высокой вязкости нефти снижение продуктивности скважины может происходить даже при отсутствии выраженного повреждения коллектора. В этом случае дополнительное сопротивление создаётся свойствами самого флюида. Поэтому при оценке состояния призабойной зоны целесообразно учитывать не только изменение проницаемости, но и вязкость нефти. Для таких условий представляет интерес электрическое воздействие, при котором возможно изменение вязкостных свойств нефти в зоне фильтрации.

Материалы и методы

Исследование имеет аналитико-обобщающий характер. В качестве эмпирической базы использованы опубликованные результаты по массивным и подгазовым нефтяным залежам Бухаро-Хивского нефтегазоносного региона [1], сведения о диагностике трещиноватости [18], а также исследования, посвященные повреждению пласта, скин-эффекту и управлению продуктивностью [2–10]. Механизмы обводнения и водоконусообразования сопоставлены с результатами работ по естественно-трещиноватым и неоднородным системам [11–14]. Значения, взятые из литературы, в дальнейшем прямо обозначены как опубликованные

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

промысловые данные; расчетные значения, полученные в настоящей работе, не интерпретируются как новые полевые измерения.

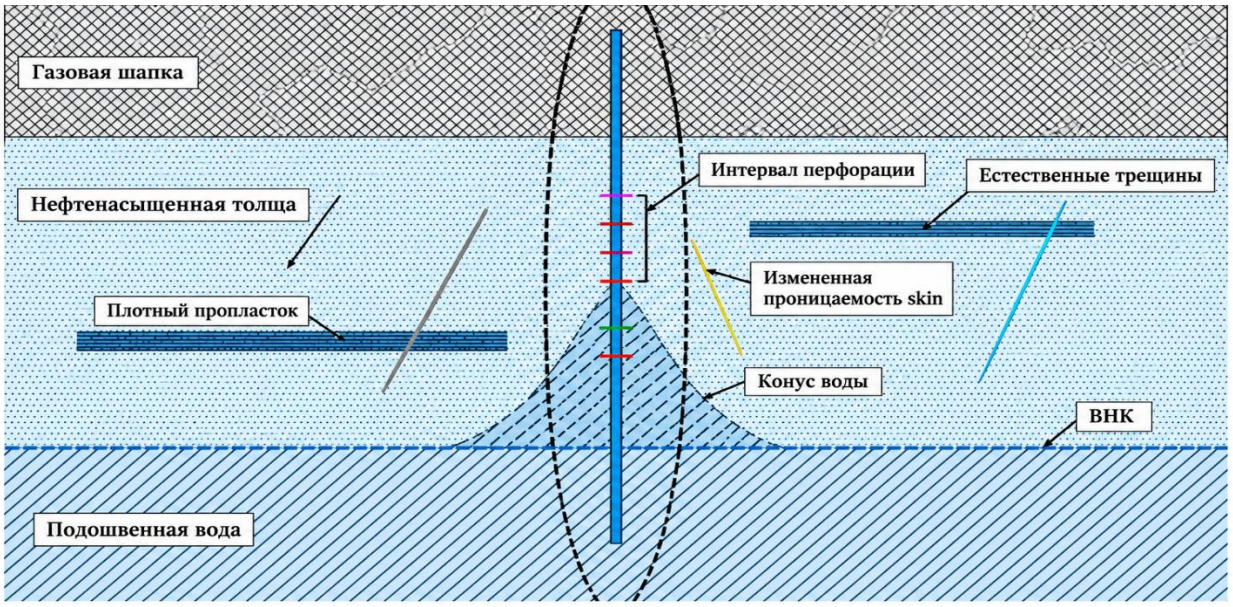


Рис. 1. Концептуальная схема совместного действия геологической неоднородности, измененной призабойной зоны и водоконусообразования в залежи массивного типа.

Для структурирования причин использована четырехуровневая схема: (1) геологические предпосылки, задаваемые строением коллектора; (2) изменение фильтрационных свойств призабойной зоны; (3) несовершенство вскрытия и технического состояния скважины; (4) многофазные эффекты, связанные с изменением насыщенности. Такой подход позволяет разделить первичную причину и наблюдаемый эффект. Например, увеличение доли воды в продукции – это признак, но его первопричиной может быть подъем конуса, движение воды по трещине, заколонный переток либо негерметичность колонны.

Для оценки влияния локально измененной ПЗП применена классическая радиально-композитная постановка. При исходной проницаемости пласта k, проницаемости поврежденной зоны k_d, радиусе скважины r_w и радиусе измененной зоны r_d дополнительное сопротивление представляется через скин-фактор Хокинса [2]:

$$S_d = \left(\frac{k}{k_d} - 1\right) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right).$$

В реальном объекте измеряемый скин не является чисто «поврежденным» скин. В нем могут суммироваться потери, связанные с геологической неоднородностью и неполным вскрытием, перфорацией, а также многофазным течением. Для интерпретации введено условное разложение:

$$S_\Sigma = S_d + S_{geo} + S_p + S_{mp},$$

где S_d – сопротивление измененной ПЗП; S_{geo} – эквивалентная составляющая, отражающая неоднородность и анизотропию в окрестности скважины; S_p – потери, связанные с несовершенством вскрытия и перфорации; S_{mp} дополнительное сопротивление при многофазном течении.

Такое разложение не означает строгую аддитивность всех нелинейных процессов, а используется как диагностическая модель для последовательного исключения механизмов.

Для сравнения сценариев индекс продуктивности по нефти записан в форме, соответствующей псевдоустановившемуся радиальному притоку:

$$J_o = \frac{2\pi(kh)_{o,eff}}{\mu_o B_o[\ln(r_e/r_w) - 0{,}75 + S_\Sigma]},$$

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

где $(kh)_{o,eff} = \sum_i k_i h_i k_{ro,i}$ – эффективная нефтяная проводимость вскрытой части разреза с учетом относительной проницаемости по нефти; r_e – условный радиус дренирования; μ_o– вязкость нефти; B_o – объемный коэффициент.

Для оценки относительных потерь постоянные множители сокращены и использовано отношение:

$$\frac{J_o}{J_0} = \frac{k_{ro}}{k_{ro,0}} \cdot \frac{L}{L + S_\Sigma}, \qquad L = \ln(r_e/r_w) - 0{,}75.$$

Параметрический анализ выполнен для $r_e = 250$ м и $r_w = 0{,}10$ м, поэтому $L = 7{,}074$. Радиус измененной зоны варьировался от 0,5 до 2,0 м, а отношение k_d/k – от 0,8 до 0,2. Эти параметры являются расчетными сценариями чувствительности, а не характеристиками конкретного месторождения. Для оценки многофазного эффекта отношение $k_{ro}/k_{ro,0}$ изменялось от 1,0 до 0,25. Такая постановка позволяет оценить, насколько опасно одновременное развитие двух процессов: ухудшение абсолютной проводимости ПЗП и снижение нефтяной фазовой проницаемости при росте водонасыщенности.

В качестве дополнительного фактора рассмотрено влияние электрического поля на вязкость нефти. В опытах использовалась нефть с исходной вязкостью 1520 мПа·с. При напряжённости поля 5 кВ/м вязкость составила 1340 мПа·с, при 10 кВ/м – 1210 мПа·с. При дальнейшем увеличении напряжённости до 12 и 15 кВ/м она снизилась соответственно до 1180 и 1105 мПа·с.

Для описания изменения вязкости использована зависимость

$$\mu(E)=\mu_0 exp(-\alpha E),$$

где μ_0 – вязкость нефти без электрического воздействия; E – напряжённость электрического поля; α – коэффициент, характеризующий изменение вязкости под его действием.

Эти данные использованы для оценки возможного изменения фильтрационного сопротивления при воздействии на высоковязкую нефть.

Систематизация основных механизмов снижения продуктивности, их физических предпосылок, типичных промысловых признаков и методов проверки приведена в таблице 1.

Результаты

Систематизация показывает, что геологическое строение ПЗП действует на продуктивность по двум каналам. Первый – прямой: локальные значения проницаемости, эффективной толщины, анизотропии и трещиноватости задают проводимость притока. Второй – опосредованный: те же свойства определяют, где концентрируется депрессия, каким путем движется подошвенная вода, какие интервалы первыми переходят в многофазный режим и насколько глубоко проникает технологическая жидкость при ремонте или стимуляции. Поэтому скин-фактор без геологической интерпретации является интегральным индикатором, но не однозначным диагнозом.

Расчет по формуле Хокинса демонстрирует нелинейное увеличение сопротивления при одновременном уменьшении k_d/k и росте r_d. При относительно мягком ухудшении – $k_d/k = 0{,}8$ и $r_d = 0{,}5$ м – S_d составляет около 0,40, а относительный индекс продуктивности сохраняется на уровне 0,946. При $k_d/k = 0{,}4$ и $r_d = 1{,}0$ м расчетный S_d возрастает до 3,45, а J/J_0 уменьшается до 0,672. Наиболее тяжелый из рассмотренных сценариев ($k_d/k = 0{,}2$, $r_d = 2{,}0$ м) соответствует $S_d \approx 11{,}98$ и $J/J_0 \approx 0{,}371$, то есть потеря только за счет локального повреждения составляет около 63 %.

Существенно, что многофазный эффект масштабирует эти потери. Если при том же геометрическом и скин-сопротивлении относительная проницаемость по нефти уменьшается вдвое, то расчетный J/J_0 также уменьшается вдвое. Следовательно, после прорыва или подтягивания воды попытка объяснить падение дебита только загрязнением ПЗП может завышать ожидаемый эффект кислотной или иной стимуляции: даже полное устранение S_d не восстановит исходную нефтяную проводимость, пока в окрестности ствола сохраняется повышенная водонасыщенность.

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

Таблица 1. Систематизация механизмов снижения продуктивности и их диагностических признаков

Группа механизма	Физический процесс	Геологическая/ технологическая предпосылка	Типичный промысловый признак	Основные методы проверки
Геологическая неоднородность	Чередование высоко- и низкопроницаемых пропластков; вертикальная анизотропия	Контраст k и kh; плотные прослои; неполная вертикальная связь	Неравномерный профиль притока; быстрый спад J при истощении активного пропластка	Промысловый ГИС; PLT; керн/ГДИ; послойная интерпретация
Естественная трещиноватость	Предпочтительные каналы притока/прорыва воды	Системы трещин, разломы, каверны	Высокий начальный дебит, затем резкий рост обводненности; чувствительность к депрессии	Имиджер/акустический каротаж; PLT; трассер; ГДИ
Повреждение ПЗП	Снижение k_d из-за фильтрата, кольматации, миграции частиц, эмульсий, осадков	Низкая устойчивость породы; реакционноспособные минералы; несовместимые жидкости	Падение J без обязательного роста обводненности; положительный скин	КВД/ГДИ; анализ истории ремонтов; лабораторные тесты
Несовершенное вскрытие	Недостаточная длина/плотность перфорации, crushed zone, частичное вскрытие	Большая толщина; неоднородность; неудачный выбор интервала	Увеличенная депрессия при стабильном составе продукции	Перфорационный аудит; PLT; ГДИ; корреляция с разрезом
Водонасообразование	Подъем подошвенной воды к забою под действием депрессии	Активная подошвенная вода; высокая вертикальная проницаемость; близкий ВНК	Плавный или ускоряющийся рост воды, зависящий от дебита	История q–WCT; PLT; моделирование критического дебита
Заколонный/технический приток воды	Движение воды вне пласта-мишени	Низкое качество цементирования; дефект колонны	Быстрый рост воды, слабо связанный с геологическим режимом целевого пласта	АКЦ/CBL-VDL; шумометрия; термометрия; опрессовка

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

Группа механизма	Физический процесс	Геологическая/ технологическая предпосылка	Типичный промысловый признак	Основные методы проверки
Многофазное снижение k_{ro}	Рост водонасыщенности снижает относительную проницаемость по нефти	Приближение зоны повышенной S_w к стволу	Снижение дебита нефти при сохранении общей жидкости; рост WCT	Saturation logs; материальный баланс; анализ IPR/VLP
Отложения и органические осадки	Соли, парафин, асфальтены в ПЗП/перфорации	Изменение P–T, состава воды/нефти	Постепенное ухудшение J, рост давления на приеме/депрессии	Анализ отложений; термобарические расчеты; ГДИ

Результаты параметрического анализа приведены в таблице 2. Значения следует трактовать как безразмерную оценку чувствительности. Они позволяют ранжировать сценарии по тяжести и оценивать потенциальный верхний предел эффекта от удаления повреждения при неизменной насыщенности.

Таблица 2. Чувствительность относительной продуктивности к радиусу и степени повреждения ПЗП

r_d, м	k_d/k	S_d	J/J_0 при $k_{ro}/k_{ro,0} = 1$	J/J_0 при $k_{ro}/k_{ro,0} = 0,5$	Потеря J только от скин, %
0,5	0,8	0,402	0,946	0,473	5,4
0,5	0,6	1,073	0,868	0,434	13,2
0,5	0,4	2,414	0,746	0,373	25,4
0,5	0,2	6,438	0,524	0,262	47,6
1,0	0,8	0,576	0,925	0,462	7,5
1,0	0,6	1,535	0,822	0,411	17,8
1,0	0,4	3,454	0,672	0,336	32,8
1,0	0,2	9,210	0,434	0,217	56,6
2,0	0,8	0,749	0,904	0,452	9,6
2,0	0,6	1,997	0,780	0,390	22,0
2,0	0,4	4,494	0,612	0,306	38,8
2,0	0,2	11,983	0,371	0,186	62,9

Расчёты, приведённые в таблице 2, показывают влияние состояния призабойной зоны на продуктивность скважины. Для высоковязкой нефти к этому фактору добавляется сопротивление, связанное с её повышенной вязкостью.

В проведённых опытах изменение вязкости было заметным уже при относительно небольшой напряжённости электрического поля. От 0 до 15 кВ/м она уменьшилась с 1520 до 1105 мПа·с, то есть примерно на 27 %. Такое изменение должно учитываться при оценке фильтрации нефти в призабойной зоне.

При прочих одинаковых условиях уменьшение вязкости повышает подвижность нефти. Поэтому электрическое воздействие можно рассматривать как один из вариантов снижения фильтрационного сопротивления в скважинах, где высокая вязкость является существенным ограничивающим фактором.

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

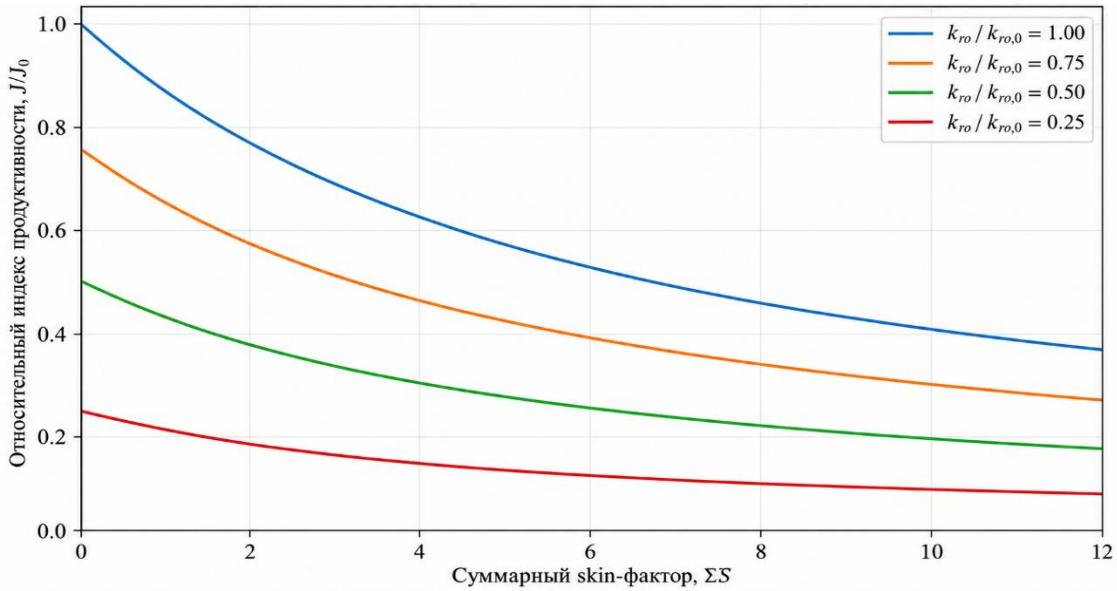


Рис. 2. Совместное влияние суммарного скин-фактора и снижения относительной проницаемости по нефти на относительный индекс продуктивности (расчет автора при $r_e = 250$ м, $r_w = 0.1$ м).

Графическая зависимость на рисунке 2 показывает принципиальное различие между однофазной и многофазной интерпретацией. При $S_\Sigma = 6$ однофазная модель дает $J/J_0 \approx 0{,}54$. Если же $k_{ro}/k_{ro,0} = 0{,}5$, фактический нефтяной индекс продуктивности при тех же геометрических условиях составляет около 0,27. При $k_{ro}/k_{ro,0} = 0{,}25$ он снижается приблизительно до 0,14. Отсюда следует, что корректное планирование стимуляции требует хотя бы качественной оценки текущей насыщенности и природы притока воды.

1. Влияние геологического строения массивной залежи на устойчивость притока

В массивной залежи эффективная работа скважины определяется пространственным положением вскрытого интервала относительно газонефтяного и водонефтяного контактов. Опубликованные данные [1] показывают, что последовательное поднятие интервала отбора вслед за изменением контактов и поддержание рационального режима позволяли на ряде объектов длительно сохранять низкую обводненность. Для залежей Крук и Кокдумалак в источнике [1] приведен опыт поддержания практически безводной эксплуатации в течение порядка 8–10 лет при сочетании закачки воды ниже первоначального ВНК и корректировки интервала отбора. Это свидетельствует, что положение перфорации является полноценным элементом управления продуктивностью, а не только геометрической характеристикой заканчивания.

2. Обводнение как механизм падения нефтяной продуктивности

В литературной выборке по подгазовым нефтяным залежам Бухаро-Хивского региона [1] причины обводнения распределены следующим образом: около 61 % случаев связано с формированием конуса воды, 19 % – с недостаточным качеством цементирования продуктивного интервала, 12 % – с негерметичностью эксплуатационной колонны и 8 % – с другими причинами. Эти доли не следует автоматически переносить на любой объект, однако они демонстрируют ключевой методический вывод: большая часть случаев имеет пластовую гидродинамическую природу, но почти треть может быть обусловлена техническими каналами притока или иными причинами.

Для технического водопритока зависимость от режима иная. Заколонный канал или негерметичность колонны могут давать резкий рост воды при сравнительно слабой связи с текущей депрессией на нефтяной пласт. В такой ситуации анализ одной кривой обводненности недостаточен; необходимы термометрия, шумометрия, оценка цементирования и другие специальные исследования. Таким образом, одинаковый показатель WCT требует разных решений в зависимости от механизма. Структура указанных причин обводнения в

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

опубликованной выборке наглядно представлена на рис. 3. Обобщенные промысловые ориентиры для интерпретации снижения продуктивности в массивных залежах приведены в таблице 3.

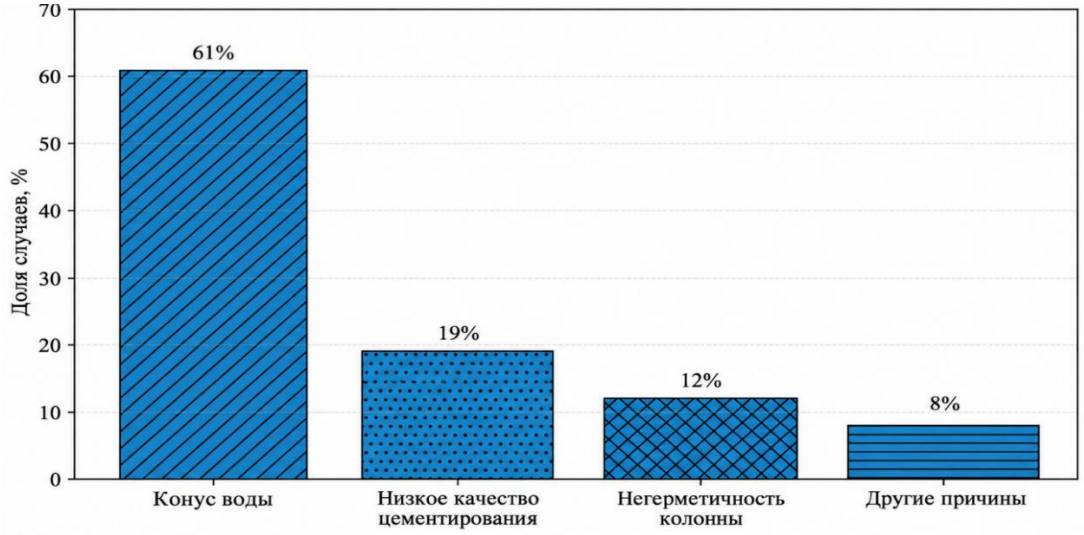


Рис. 3. Структура причин обводнения скважин в опубликованной выборке подгазовых массивных нефтяных залежей Бухаро-Хивского региона по данным [1].

Таблица 3. Опубликованные промысловые ориентиры для интерпретации снижения продуктивности в массивных залежах [1]

Показатель/ наблюдение	**Опубликованный результат**	**Интерпретационное значение**
Структура причин обводнения	61 % – конус воды; 19 % – качество цементирования; 12 % – негерметичность колонны; 8 % – другие причины	Показывает необходимость разделять пластовый и технический водоприток до выбора воздействия
Переходные зоны	Газонефтяная около 1,0–1,5 м; водонефтяная ≥2 м; для ВНК возможен диапазон порядка 1–10 м в зависимости от свойств	Интервал перфорации следует оценивать относительно переходной зоны, а не только условной отметки контакта
Барьер в зоне ВНК	В расчетном примере прослой 1,6 м повышал критический дебит с 11,5 до 23 м³/сут	Вертикальная неоднородность может существенно стабилизировать водонефтяной контакт
Опыт эксплуатации Крук/Кокдумалак	Закачка ниже начального ВНК + последовательная корректировка интервала отбора обеспечивали длительный период низкой обводненности (порядка 8–10 лет)	Управление интервалом отбора и контактом может быть столь же важно, как стимуляция ПЗП
Промысловое внедрение диагностико-технологических решений	Для групп скважин в источнике [1] приведено снижение обводненности на 2–6 и 7–10 процентных пунктов и дополнительная добыча нефти	Подтверждает практическую значимость причинной диагностики перед вмешательством

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

Обсуждение

Полученные результаты поддерживают тезис о том, что «призабойная зона» для массивной залежи должна пониматься шире, чем геометрический цилиндр вокруг ствола. С точки зрения фильтрации это объем, в котором одновременно проявляются исходная геологическая неоднородность, последствия заканчивания и ремонта, перераспределение насыщенности и вертикальные перетоки. Поэтому эффективная диагностика должна быть многоуровневой и начинаться с установления того, какая именно проводимость ухудшилась: абсолютная проницаемость породы, нефтяная фазовая проницаемость, связь пласта со стволом или техническая изоляция нежелательных интервалов.

Классическое выражение Хокинса удобно для количественного понимания того, почему даже сравнительно небольшой радиус загрязнения может создавать значительный скин при сильном снижении k_d. Логарифмическая зависимость от радиуса означает, что глубина проникновения повреждения важна, но контраст проницаемости часто имеет более сильное влияние. Например, при $r_d = 1$ м переход от $k_d/k = 0{,}8$ к 0,2 увеличивает S_d примерно с 0,58 до 9,21. Практически это означает, что технология восстановления должна быть нацелена не просто на «обработку радиуса», а на удаление или обход наиболее сопротивляющейся части системы.

Предложенная схема не заменяет гидродинамическую 3D-модель и специализированный симулятор водоконусообразования. Ее достоинство состоит в другом: она позволяет до сложного моделирования отсеять внутренне противоречивые технологические решения и сформировать минимальный набор данных для уточнения модели. На зрелых месторождениях, где наблюдения часто неполны, такая поэтапная логика снижает риск подмены диагноза одним интегральным показателем. Для практического применения предложенного подхода диагностическая матрица «симптом – вероятный механизм – проверка – действие» приведена в таблице 4.

Таблица 4. Диагностическая матрица «симптом – вероятный механизм – проверка – действие»

Наблюдаемый симптом	**Наиболее вероятный механизм**	**Минимальный набор проверки**	**Предпочтительное направление решения**
Снижение J после бурения/КРС, WCT почти неизменен	Фильтрат, твердая фаза, миграция частиц, ухудшение перфорации	КВД/ГДИ; история жидкостей ремонта; PLT; лабораторная совместимость	Очистка/стимуляция ПЗП после подтверждения механизма
Плавный рост WCT при увеличении дебита, снижение нефти	Конус подошвенной воды; многофазное снижение k_{ro}	q – WCT зависимость; PLT; модель критического дебита; положение ВНК	Ограничение депрессии, перенос интервала, селективная изоляция
Резкий рост WCT, слабая зависимость от режима	Заколонный переток или негерметичность колонны	Термометрия, шумометрия, АКЦ/CBL-VDL, опрессовка	Ремонт технического канала; не стимулировать пласт до изоляции

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

Наблюдаемый симптом	**Наиболее вероятный механизм**	**Минимальный набор проверки**	**Предпочтительное направление решения**
Высокий стартовый дебит + ранний прорыв воды	Трещина/разлом как высокопроводящий канал к воде	Имиджер, PLT, трассер, динамика давления	Селективное ограничение канала, управляемая депрессия
Падение J при стабильном WCT и положительном скин	Поврежденная ПЗП либо недостаточное вскрытие	ГДИ + аудит перфорации + разрез kh	Кислотная/растворяющая обработка или реперфорация по диагнозу
Общий дебит жидкости сохраняется, нефть падает, вода растет	Снижение относительной проницаемости по нефти	Насыщенность, PLT, IPR, материальный баланс	Контроль воды; стимуляция только селективно и после оценки риска
Разные соседние скважины реагируют противоположно	Латеральная неоднородность, экранирующие прослои, разломы	Корреляция ГИС; 3D геомодель; интерференционные тесты	Локальная, а не «типовая» программа мероприятий

Ограничения исследования и направления дальнейшей работы. Расчетная часть настоящей работы основана на упрощенной радиальной модели и предназначена для анализа чувствительности, а не для прогнозирования конкретной скважины. В ней не описываются изменение давления и насыщенности во времени, капиллярные силы, нестационарная деформация конуса, нелинейная фазовая проницаемость по слоям и динамика трещин. Величины S_{geo}, S_p и S_{mp} в реальной интерпретации также не всегда строго аддитивны. Поэтому численные значения относительной продуктивности следует использовать как ориентиры для ранжирования факторов.

Заключение

1. Снижение продуктивности скважин в нефтяных залежах массивного типа имеет комплексную природу. К основным группам факторов относятся геологическая неоднородность и трещиноватость, повреждение призабойной зоны, несовершенство вскрытия/техническое состояние скважины и многофазные процессы, прежде всего водоконусообразование и снижение относительной проницаемости по нефти.

2. Геологическое строение ПЗП определяет не только исходную проводимость, но и направление развития повреждения и обводнения. Плотные прослои, вертикальная анизотропия и трещины способны радикально изменять критический режим работы и положение работающих интервалов.

3. Параметрический расчет показывает, что в рассмотренном диапазоне $r_d = 0{,}5$–$2{,}0$ м и $k_d/k = 0{,}8$–$0{,}2$ только локальное повреждение ПЗП может снизить относительный индекс продуктивности приблизительно от 5 до 63 %. При одновременном уменьшении k_{ro} нефтяная продуктивность снижается пропорционально сильнее.

4. Опубликованные данные по массивным подгазовым залежам Бухаро-Хивского региона подтверждают доминирующую роль водоконусообразования среди причин обводнения, но также показывают значимую долю технических причин. Следовательно, рост обводненности не должен автоматически интерпретироваться как пластовый конус воды.

5. Положительный скин является индикатором дополнительного сопротивления, но сам по себе не идентифицирует его источник. Для выбора обработки ПЗП его необходимо

ISSN 2181-4732
E-ISSN 2181-4015

совместно интерпретировать с динамикой WCT, профилем притока, положением контактов, технической диагностикой и геологическим разрезом.

6. Предложенная диагностическая матрица позволяет связать промысловый симптом с вероятным механизмом и минимальным набором проверок. Наиболее важный принцип – сначала установить происхождение потери нефтяной проводимости, затем выбирать воздействие: стимуляцию, реперфорацию, регулирование депрессии, селективную водоизоляцию либо ремонт технического канала.

Литература

[1] Турдиев Ш. Ш. Установление причин и механизма обводнения продукции скважин в нефтяных залежах массивного типа: автореф. дис. ... PhD по техническим наукам. – Ташкент, 2021. – 39 с. – УДК 622.276.1/4.

[2] Hawkins M. F. A Note on the Skin Effect // Journal of Petroleum Technology. – 1956. – Vol. 8, No. 12. – P. 65–66. – DOI: 10.2118/732-G.

[3] Civan F. Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. 3rd ed. – Gulf Professional Publishing / Elsevier, 2015. – ISBN 978-0-12-801898-9. – DOI: 10.1016/C2014-0-01087-8.

[4] Economides M. J., Hill A. D., Ehlig-Economides C., Zhu D. Petroleum Production Systems. 2nd ed. – Pearson / Prentice Hall, 2012. – 752 p. – ISBN 978-0-13-703325-6.

[5] Мордвинов В. А., Поплыгин В. В. Управление продуктивностью скважин: учебное пособие. – Пермь: ПНИПУ, 2011. – 137 с. – ISBN 978-5-398-00629-2.

[6] Byrne M. T., Jimenez M. A., Salimi S. Modelling the Near Wellbore and Formation Damage – A Comprehensive Review of Current and Future Options // SPE European Formation Damage Conference. Noordwijk, Netherlands, 7–10 June 2011. – SPE-144096-MS. – DOI: 10.2118/144096-MS.

[7] Rezaeizadeh M., Hajiabadi S. H., Aghaei H., Blunt M. J. Pore-scale analysis of formation damage: A review of existing digital and analytical approaches // Advances in Colloid and Interface Science. – 2021. – Vol. 288. – 102345. – DOI: 10.1016/j.cis.2020.102345.

[8] Sun Z., Chen Z. Research Status and Development Direction of Formation Damage Prediction and Diagnosis Technologies // Applied Sciences. – 2025. – Vol. 15, No. 3. – 1169. – DOI: 10.3390/app15031169.

[9] Ermatov N. X., Samatov Sh. Sh., Boyqobilova M. M., Axatova G. A. Karbonat kollektorlarga kislotali ishlov berishni modellashtirish (Matonat va G‘arbiy Kruk konlari misolida) // Innovatsion texnologiyalar. – 2025. – № 3(59). – B. 7–15.

[10] Ermatov N. X., Samatov Sh. Sh., Hayitov L. K. Karbonat kollektorlarida kislotali ishlov berish samaradorligini oshirish // JizPI Xabarnomasi. – 2025. – № 3. – B. 265–272.

[11] Ermatov N. X., Samatov Sh. Sh., Bozorov U. S. Влияние геоморфологических и литологических факторов на эффективность кислотной обработки карбонатных коллекторов // Neft va gaz sohasida kadrlar tayyorlash sifatini oshirishda ta’lim va ishlab chiqarish klasterining ahamiyati: konferensiya materiallari. – Qarshi: Intellekt, 2025. – C. 391–394.