УДК 622.276.58

# АНАЛИЗ ПРИЧИН ОБВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

♦♦♦♦♦

# ANALYSIS OF THE CAUSES OF FLOODING OF OIL WELLS ON THE PRIPYAT TROUGH FIELD

**Петрушин Евгений Олегович**
начальник укрупнённого нефтепромысла № 4
ООО «ННК – Северная нефть»
eopetrushin@yahoo.com

**Григулецкий Владимир Георгиевич**
доктор технических наук,
профессор,
Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина
gvg-tnc@mail.ru

**Аннотация.** При эксплуатации нефтяных и газовых скважин добыча осложняется поступлением воды в призабойную зону пласта. Поступление воды в скважины снижает их дебит вплоть до полной остановки. Вода способствует разрушению призабойной зоны пласта, выносу песка и образованию песчаных пробок в скважине. Обводнение скважин значительно снижает эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений и приводит к потере углеводородного сырья. Основными причинами поступления воды в призабойную зону и ствол скважины являются заколонные межпластовые перетоки (следствие неправильного цементирования скважин) и неравномерное продвижение газоводонефтяного контакта. В статье выполнен анализ характера обводнения добывающего фонда скважин на нефтяном месторождении Припятского прогиба и выдача рекомендаций.

**Ключевые слова:** анализ структуры фонда скважин; анализ технологических показателей разработки; пластовое давление в зонах отбора и закачки; энергетическое состояние залежи; циклическая закачка воды в нагнетательные скважины; методы изменения направления фильтрационных потоков; анализ обводнённости залежи; снижение пластового давления на поздней стадии разработки.

**Petrushin Evgeniy Olegovich**
Head of the enlarged oil field № 4
of «NNK – Severnaya neft»
Limited Liability Company
eopetrushin@yahoo.com

**Griguletsky Vladimir Georgievich**
Doctor of Technical Sciences,
Professor,
Russian State University of Oil and Gas
(National Research University)
named after I.M. Gubkin
gvg-tnc@mail.ru

**Annotation**. When operating oil and gas wells, production is complicated by water entering the bottomhole formation zone. Water entering wells reduces their flow rate to the point of complete stoppage. Water contributes to the destruction of the bottomhole formation zone, sand removal and the formation of sand plugs in the well. Well flooding significantly reduces the efficiency of oil and gas field development and leads to the loss of hydrocarbon raw materials. The main reasons for water entering the bottomhole formation zone and the wellbore are behind-the-casing interformation flows (a consequence of improper well cementing) and uneven movement of the gas-water-oil contact. The article analyzes the nature of flooding of the producing well stock at the Pripyat Trough oil field and provides recommendations.

**Keywords:** analysis of the structure of the well stock; analysis of technological indicators of development; formation pressure in the zones of selection and injection; energy state of the deposit; cyclic injection of water into injection wells; methods of changing the direction of filtration flows; analysis of water cut of the deposit; reduction of formation pressure at a late stage of development.

## Общие сведения о месторождении

В геологическом строении рассматриваемого нефтяного месторождения принимают участие архейско-нижнепротерозойские породы кристаллического фундамента и осадочные образования верхнего протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

Месторождение приурочено к структуре Речицко-Вишанской зоны поднятий Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба и имеет сложное тектоническое строение. Здесь присутствуют элементы как разрывной, так и пликативной тектоники, связанные с движением блоков кристаллического фундамента и с проявлениями соляного тектогенеза.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с карбонатными породами межсолевых отложений.

Коллекторами нефти на месторождении являются доломиты и известняки доломитизированные, в различной степени пористые, кавернозные, трещиноватые.

Тип коллектора каверново-порово-трещинный.

Залежь пластовая, сводовая, стратиграфически экранированная с севера. С запада, востока и юго-востока ограничена контуром нефтеносности, на юге – тектоническим нарушением. Размеры залежи: длина – 4,2 км, ширина – 1,5 км, высота – 662 м.

Нефтенасыщенные толщины, выделенные геофизическими исследованиями, варьируют в пределах от 29,4 м (скважина № 135) до 213,4 м (скважина № 101) в нефтяной зоне и от 3,4 м (скважина № 111) до 57,8 м (скважина № 115) – в водонефтяной. При этом максимальные их значения приурочены к нефтяной, сводовой части залежи, минимальные – к водонефтяной.

Во время поисково-разведочных работ наряду с межсолевыми отложениями признаки нефтеносности отмечены в сульфатно-карбонатных пластах верхнесоленосной толщи (скважины №№ 43 и 48) и карбонатных подсолевых отложениях (скважина № 134). Однако подсолевая толща осталась малоизученной, а верхнесоленосная – недостаточно испытанной.

По состоянию на 01.01.1991 г. водонефтяной контакт утверждён на отметке – 3799 м.

На площади месторождения наблюдается вертикальная зональность подземных вод. По условиям создания напоров и разгрузки осадочный комплекс пород подразделяется на 2 гидрогеологических этажа – верхний и нижний. В свою очередь гидрогеологические этажи разделяются на ряд водоносных комплексов.

Верхний гидрогеологический этаж представлен двумя водоносными комплексами:

1) водоносный комплекс мезокайнозойских и пермских отложений;

2) водоносный комплекс девонских отложений (верхняя часть полесского горизонта).

Нижний гидрогеологический этаж также состоит из двух водоносных комплексов:

1) водоносный комплекс межсолевых отложений;

2) водоносный комплекс подсолевых отложений.

Опытно-промышленная разработка месторождения начата в 1987 году. Запасы нефти и растворённого газа месторождения утверждены в 1991 году в количестве:

- балансовые – 28174 тыс. тонн нефти и 3254 млн м$^3$ газа;
- извлекаемые – 11833 тыс. тонн нефти и 1219 млн м$^3$ газа по категории В + С$^1$.

Однако данными разработки утверждённые запасы не подтвердились, и был произведён их пересчёт в 1999 году. Запасы составили:

- балансовые – 19405 тыс. тонн;
- извлекаемые – 9605 тыс. тонн.

На дату составления пересчёта запасов 01.01.1999 г. добыто по межсолевой залежи – 3343,3 тыс. тонн нефти и 356,2 млн м$^3$ газа.

На 01.01.2025 г. добыто 8108 тыс. тонн нефти. Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 1496,7 тыс. тонн.

**Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов, технологических показателей разработки, пластового давления в зонах отбора и закачки**

Пробная эксплуатация месторождения начата в феврале 1987 года вводом в эксплуатацию скважины № 38 фонтанным способом. С декабря 1992 года месторождение находится в промышленной разработке. В разработке находится межсолевая залежь (петриковско-елецко-задонского горизонта).

Основным фондом месторождение разбурено к 1999 году. Скважины рассматриваемого месторождения размещены в 3 ряда по сетке 300 × 400 м с плотностью 8,6 га/скв.

Всего на месторождении пробурено 88 добывающих и 14 нагнетательных скважин.

Действующий фонд на 01.01.2015 г. состоит из 30 механизированных скважин, из которых 23 оборудованы ЭЦН, 7 скважин ШГН.

За начальное пластовое давление в залежи принято максимальное давление (55,2 МПа на ВНК) из замеренных в процессе освоения скважин № 44, 45, 47 и 48.

В начальный период разработки (1987–1991 гг.) в эксплуатацию введено 11 добывающих скважин (№ 38, 44, 45, 47, 48, 53, 56, 101, 102, 103 и 108) фонтанным спосо-

бом с дебитами нефти 14–450 тонн/сут. Работа скважин сопровождалась интенсивным снижением пластового давления. Удельный отбор нефти по состоянию на 01.01.1991 г. в целом по залежи составил 31 тыс. тонн/МПа.

В связи с отсутствием закачки воды в залежь в этот период, с целью снижения темпов падения пластового давления (большие отборы из залежи могли привести к резкому снижению пластового давления и прекращению фонтанирования), в высокодебитных скважинах № 44, 45 и 48 отборы жидкости были ограничены до 200 тонн/сут.

В течение 1988–1991 гг. данные скважины работали со средними дебитами нефти 150–260 тонн/сут., обеспечивая 87 % отбор от всей добычи месторождения.

По скважинам № 38, 47 и 56, разрабатывающим участки залежи с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, дебит нефти непрерывно снижался. Неоднократно проведённые солянокислотные обработки, а также дострел продуктивных вышележащих отложений в скважинах № 38 и 47 незначительно повлияли на их производительность.

Удельные отборы нефти на 1 МПа снижения пластового давления значительно различались по площади и изменялись от 0,45 тыс. тонн (скважина № 47) до 10,6 тыс. тонн (скважина № 44) по состоянию на ноябрь 1991 года.

Анализ поведения пластового давления по скважинам, вводимым в разработку в разное время, свидетельствует о наличии гидродинамической связи между западным и восточным участками залежи в начальный период разработки.

В скважинах, вновь вводимых в эксплуатацию (№ 101, 102, 103, 53, 56 и 108), отмечалось пониженное пластовое давление, близкое к текущему среднему давлению в залежи.

По мере снижения пластового давления с 55,2 до 31,9 МПа (на 01.01.1992 г.) и ввода новых скважин средний дебит нефти по залежи после достижения максимума в 1988 году (172 тонн/сут.) продолжал снижаться и в 1990–1991 гг. удерживался на уровне 66 тонн/сут., что привело к снижению объёмов добычи нефти. В этот период практически весь добывающий фонд работал фонтанным способом.

В целях изучения возможности поддержания пластового давления на месторождении путём приконтурного заводнения в 1989–1991 гг. пробурены 4 опережающие нагнетательные скважины (№ 105, 106, 107 и 108), из которых 3 (скважины № 105, 106 и 107) на контуре нефтеносности.

В процессе бурения и освоения скважин установлено, что приконтурная часть залежи характеризуется повышенной расчленённостью, резким уменьшением эффективных толщин, а по геофизическим и гидродинамическим данным – низкими фильтрационно-емкостными характеристиками.

В связи со снижением пластового давления в залежи и для обеспечения запланированных объёмов добычи нефти на 1992 год, в ноябре 1991 года под закачку переведены приконтурная добывающая скважина № 53 и нагнетательная скважина № 108, находившаяся в отработке на нефть. Средняя приёмистость скважин составляла 600 $м^3$/сут.

За время пробной эксплуатации залежи (1987–1991 гг.) максимальный отбор нефти достигнут в 1989 году в основном за счёт работы скважин № 44, 45 и 48 (91 % от общей добычи по месторождению). За период пробной эксплуатации из залежи добыто 962 тыс. тонн безводной нефти (10 % от НИЗ).

В целом по залежи средний отбор нефти на 1 МПа падения пластового давления до организации системы ППД составил 33 тыс. тонн. Влияние законтурной области на разработку залежи отсутствует.

Таким образом, результаты пробной эксплуатации месторождения показали, что залежь разрабатывается в условиях упруго-замкнутого режима, и наблюдается хорошая гидродинамическая связь между различными участками залежи.

В соответствии с технологической схемой 1992 года, для обеспечения приёмистости предусматривалось размещение нагнетательных скважин на структуре с глубиной залегания продуктивных отложений не ниже отметки – 3700 м. А так как результаты бурения и освоения опережающих нагнетательных скважин показали, что ниже этой отметки в ряде случаев коллектора обладают низкими фильтрационно-емкостными

свойствами, низкая приёмистость скважин № 105, 106 и 107 не может обеспечить необходимого объёма закачки воды.

Разбуривание залежи и ввод скважин осуществлялись согласно технологической схеме разработки. В 1992-1993 гг. введены добывающие скважины № 100, 109, 113, 114 и нагнетательные скважины № 111, 112, 110 и 115.

Скважины № 111 и 112, вскрывшие продуктивные отложения соответственно на отметках – 3768 и – 3681 м, попали в зону высокой расчленённости пласта с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что подтвердилось результатами испытания, исследования и работы скважин. В связи с получением притоков воды (перфорация интервалов проводилась в непосредственной близости от ВНК и выше) обе скважины введены под нагнетание без отработки на нефть. Скважина № 111 ввелась в ноябре 1992 года с приёмистостью 150 м$^3$/сут., скважина № 112 – в апреле 1993 года с приёмистостью 50 м$^3$/сут. (при средней проектной приёмистости 500 м$^3$/сут.). Проведённая перфорация водонасыщенной части пласта с последующей виброкислотной обработкой в скважине № 111 и неоднократные СКО положительных результатов не дали. С августа 1993 года обе скважины переведены в бездействие из-за отсутствия приёмистости.

Скважины № 115 и 110 введены в отработку на нефть в феврале и марте 1993 года с дебитами по нефти 78 и 112 тонн/сут. соответственно. В связи с невыполнением норм по закачке воды для обеспечения запланированных объёмов закачки и повышения пластового давления в зонах отбора принято решение скважины № 110 и 115 перевести под нагнетание воды. В июне и августе 1993 года скважины переведены под нагнетание с начальной приёмистостью 700 и 936 м$^3$/сут. В течение последующих месяцев приёмистость скважин составила 150 и 500 м$^3$/сут. соответственно.

Для увеличения охвата пластов выработкой в добывающих скважинах № 47, 101, 102 и 103 в 1992–1993 гг. произведён дострел вышележащих интервалов продуктивного пласта и замена насосов на более производительные. Это позволило увеличить дебиты по нефти в несколько раз.

Несмотря на 100 % текущую компенсацию отбора закачкой, пластовое давление в залежи за 1993 год снизилось на 1,2 МПа и составило 28,8 МПа. Однако проведённые мероприятия по увеличению приёмистости (СКО и перевод скважин № 53 и 108 на закачку сточных вод удельного веса более 1,16 г/см$^3$), а также регулирование отборов жидкости по отдельным добывающим скважинам (снижение отборов по скважинам № 38, 44, 45, 100 и увеличение по скважинам № 47, 101, 102, 103 и 109) позволили стабилизировать пластовое давление в течении I полугодия 1993 года на уровне 30,1 МПа.

Задача, ставившаяся на 1994 год – обеспечить закачку воды в залежь не менее 860 тыс. тонн – не была выполнена. Закачка воды в залежь осуществлялась через 4 нагнетательные скважины (№ 53, 108, 110 и 115), что в 2 раза меньше, чем предусматривалось.

После проведения СКО в январе-феврале 1994 года во всех нагнетательных скважинах отмечалось непродолжительное увеличение приёмистости. В течение последующих месяцев, несмотря на высокое давление закачки (17–19 МПа), приёмистость снова снижалась.

Для увеличения приёмистости и обеспечения запланированных объёмов закачки воды в 1994 году изменено местоположение нагнетательной скважины № 104, а в скважине № 110 проведена реперфорация интервалов 3795–3815 м, 3835–3848 м и 3880–3895 м, однако эффект получен незначительный (приёмистость увеличилась на 100 м$^3$/сут.).

В 1994 году в залежь закачано 524,4 тыс. тонн воды, что на 53 % ниже проектной величины. Текущая и накопленная компенсации отбора закачкой составили 77 и 51 % при проектных 166 и 86 % соответственно.

Несмотря на незначительную накопленную и текущую компенсации отбора закачкой, в добывающих скважинах первого ряда, обеспечивающих 20 % годового отбора, наблюдалось повышение пластового давления, тогда как в зоне скважин второго и третьего эксплуатационных рядов пластовое давление снизилось по сравнению с 1993 годом на 1,4 МПа и составило 26 МПа.

Проведённый в 1993–1994 гг. комплекс геолого-технических мероприятий по действующему добывающему фонду, а также ввод новых высокодебитных скважин позволили в этот период удерживать добычу нефти на проектном уровне. Основную добычу нефти (60 %) обеспечивали скважины №№ 100, 101, 102 и 103, расположенные во втором и третьем эксплуатационных рядах.

Вода в продукции рассматриваемого месторождения появилась в январе 1993 года в скважине № 48, расположенной в первом добывающем ряду. При суточном отборе жидкости 100 тонн/сут. обводнённость составляла 5 %. Несмотря на снижение отбора жидкости до 36 тонн/сут., обводнённость продукции возросла на 15 %. После прекращения фонтанирования в июне 1993 года скважина переведена на ЭЦН. К концу года обводнённость возросла до 40 %. Проанализировав удельный вес ($\rho_{воды}$ = 1,13 г/см3) и химический состав добываемой воды, выяснилось, что скважина обводнилась водой, закачиваемой в соседнюю нагнетательную скважину № 108.

В 1994 году вода появилась и в других скважинах первого добывающего ряда (скважины № 117 и 119), что привело к росту обводнённости добываемой продукции в целом по залежи до 8,4 %.

После проведения работ по трассированию фильтрационных потоков индикаторами в мае месяце 1995 года выяснилось, что закачиваемая вода в скважинах № 108 и 110 продвигается в залежь и оказывает влияние на работу добывающих скважин № 117, 119 и 121. Поэтому замеренное начальное пластовое давление в этих скважинах оказалось гораздо выше принятого среднего давления в залежи.

Для охвата продуктивных пластов заводнением, выработкой и для увеличения объёма закачки воды в конце 1995 года переведены под нагнетание контрольная скважина № 118 и добывающие скважины № 119 и 121. Обводнившаяся до 94 % скважина № 119 за период эксплуатации добыла 7,8 тыс. тонн нефти, безводная добыча нефти из скважины № 121 составила 5,8 тыс. тонн.

Для увеличения охвата залежи выработкой в скважине № 114 произведён дострел вышележащих интервалов продуктивного пласта.

К концу 1995 года введены в эксплуатацию ещё 6 проектных скважин (№ 125, 128, 134, 104, 129 и 124).

Проведённые мероприятия по увеличению закачки в 1994–1995 гг. (перестрел и приобщение дополнительных интервалов, СКО в скважинах № 110 и 53) положительного эффекта не дали: скважина № 110 – приёмистость осталась на уровне 1994 года (в среднем 171 м$^3$/сут.), в скважине № 53 составила лишь 105 м$^3$/сут., что в 2 раза меньше, чем в предыдущие годы. Поэтому, несмотря на соответствие проектного и фактического действующего фонда нагнетательных скважин, объём закачанной воды составил лишь 483,7 тыс. тонн вместо 700 тыс. тонн, предусмотренных проектом.

Низкая текущая (65 %) и накопленная (54 %) компенсации отбора закачкой обусловили снижение пластового давления в залежи на 2,9 МПа по сравнению с 1994 годом.

Из-за низкого пластового давления (по состоянию на 01.01.1996 г. – 25,4 МПа) по ряду скважин при максимальной глубине спуска насосного оборудования отмечалась его неустойчивая работа. С целью создания условий, обеспечивающих работу насосного оборудования и рост пластового давления, с февраля 1996 года был ограничен месячный отбор нефти из залежи до 27-30 тыс. тонн. Для проведения надёжного и систематического контроля состояния пластового давления в зоне отбора скважины № 114 и 125 переведены в контрольный фонд.

В течение 1996 года скважины № 38, 109, 117 и 48 первого добывающего ряда обводнились до 87–99 %, скважина № 109 из-за полного обводнения переведена в контрольный фонд, в продукции скважин второго добывающего ряда (скважины № 102, 127, 128, 129 и 123) появилась вода от 3 до 20 %.

В связи с ограничением отборов жидкости из обводнённых скважин первого добывающего ряда, в целом по залежи обводнённость добываемой продукции сохранилась на уровне 1995 года и составила 5,3 %.

Для охвата залежи заводнением, а также увеличения объёма закачки воды в залежь в течение 1996 года были переведены под закачку добывающие скважины № 47, 113, 121 и нагнетательная скважина № 120.

Создавшееся соотношение отбора жидкости и закачки (текущая и накопленная компенсация – 148 и 67 % соответственно) позволило стабилизировать пластовое давление в залежи, а по ряду скважин (№ 100, 103, 123, 128 и др.) повысить его по сравнению с 1995 годом. В целом по залежи пластовое давление по состоянию на 01.01.1997 г. повысилось на 2,8 МПа и составило соответственно 28,2 МПа.

Практически полное обводнение скважин первого добывающего ряда, дальнейший рост обводнённости в скважинах второго ряда и последующее увеличение отборов жидкости по некоторым скважинам при незначительном приросте по нефти привело к увеличению обводнённости до 28,8 % в целом по залежи (на 01.01.1999 г.).

После роста пластового давления по залежи до 30,3 МПа (по состоянию на 01.01.1998 г.), в связи с увеличением отборов жидкости при сохранившемся объёме закачки, давление в залежи стало снижаться и на 01.01.1999 г. составило 28,5 МПа.

Отборы нефти в течение 1997–1998 гг. удерживались на уровне 420 тыс. тонн (при проекте – 490 тыс. тонн).

В 1999 году в ряде обводнённых добывающих скважин проведены работы по ограничению водопритока (глиноизоляция в скважинах № 116, 130, 141 и 102; перевод на вышележащие интервалы – скважины № 44 и 48), не давшие значительного эффекта.

Отключение обводнившихся скважин (в 1998–1999 гг. переведены в контрольный фонд скважины № 48, 114, 116, 130, 141 и 131) с последующим проведением по ним мероприятий по ограничению водопритока, а также ограничение отборов жидкости по скважинам № 103, 124, 126 и 140, дающим обводнённую продукцию, позволили снизить темп роста обводнённости. Обводнённость добываемой продукции на 01.01.2000 г. составила 25,7 %.

С 1999 года вновь введена в эксплуатацию скважина № 125, находившаяся с марта 1996 года в контрольном фонде, с целью наблюдения за состоянием пластового давления в зоне отбора. За период остановки скважины № 125 (при сохранении отбора из окружающих скважин) наметился рост и стабилизация пластового давления, что свидетельствует о влиянии закачки воды, начавшейся с ноября 1995 по март 1996 года в нагнетательные скважины № 118, 119, 121 и 47.

Несмотря на проведение мероприятий по ограничению водопритока и ввода новых добывающих скважин (№ 134 и 142), удержать добычу нефти на уровне 1997–1998 гг. не удалось. В 1999 году добыто 346,5 тыс. тонн нефти. Скважины, расположенные в сводовой и восточной частях залежи (№ 45, 100, 101, 123, 125, 132, 137 и др.), в 1999 году, как и в 1998 году, давали безводную продукцию, обеспечивая 75 % добычи нефти из залежи.

Существенное соотношение отборов жидкости и закачки воды (текущая и накопленная компенсация 125,4 и 84,4 % соответственно) позволили повысить пластовое давление в залежи до 30 МПа (01.01.2000 г.).

С целью определения характера гидродинамической связи по пласту между западной зоной нагнетания (скважины № 115, 104, 109 и 120), южной (скважины № 113 и 108) и обводнёнными добывающими скважинами, а также определения направления и скорости фильтрационных потоков на исследуемых участках залежи в 1998–1999 гг. на рассматриваемом месторождении проводились работы по трассированию фильтрационных потоков индикаторами.

По итогам выполненных исследований и установленной фильтрационной связи между нагнетательными и добывающими скважинами в конце 1999 года и I полугодия 2000 года ограничена закачка воды в скважинах № 115, 113, 109 и 104, что положительно сказалось на процессе обводнения скважин и залежи в целом. При сохранившихся отборах жидкости в I полугодии 2000 года в скважинах № 126, 129 и 140 обводнённость добываемой продукции снизилась более чем на 6 %. В скважинах № 38, 103, 124 ,128, 44, 141, 116 и 130 обводнённость сохранилась на уровне 1999 года. В целом по залежи обводнённость добываемой продукции на 01.07.2000 г. составила 29,7 %. Объём закачанной воды в I полугодии 2000 года сохранился на уровне 1999 года. При сохранении отбора жидкости существующим фондом добывающих скважин достигнутый баланс отбора и закачки обеспечил стабилизацию пластового давления в залежи на уровне 30 МПа.

Месторождение вступило в третью стадию разработки. В целом разработка залежи проходила при достаточно высоких годовых отборах нефти и жидкости. Максимальный темп отбора нефти достигнут в 1995 году, на тот же период приходится минимальное давление в залежи – 25,4 МПа. Максимальный уровень закачки 855,3 тыс. тонн приходится на 1998 год.

Годовые отборы жидкости с 2002 года ограничены до 300–400 тыс. тонн, что позволило сдерживать темп роста обводнённости продукции. Так, если в 2001 году среднегодовая обводнённость составляла 33,8 %, то уже к концу 2004 года обводнённость снизилась до 17,3 %.

Сдерживающие темпы отбора жидкости при постоянной годовой закачке воды 700–800 тыс. тонн позволили не только стабилизировать пластовое давление в залежи, но повысить его до 31 МПа в 2004 году.

В 2005 году среднее пластовое давление в залежи снизилось на 0,8 МПа из-за уменьшения годового объёма закачки, связанное с выводом в бездействие по техническим причинам нагнетательной скважины № 115.

В начале 2005 года впервые на залежи накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды в пластовых условиях достигла 100 %. С этого периода на месторождении происходит увеличение годовых отборов жидкости и, как следствие, резкий рост обводнённости продукции.

В период с 2004 по 2006 гг. более чем на 10 скважинах, расположенных во втором и третьем стягивающих рядах, проведены водоизоляционные работы. Это позволило сдерживать общий рост обводнённости продукции в целом по месторождению. К концу 2007 года средняя обводнённость по залежи составила почти 39 %.

За период с 01.01.2002 г. по 01.01.2007 г. (первые 5 лет третьей стадии разработки) из залежи отобрано 1365,6 тыс. тонн нефти и 1730 тыс. тонн жидкости при проектных показателях 1351 и 3238 тыс. тонн соответственно. Обводнённость продукции скважин выросла с 23 до 39 %. Что касается пластового давления, то после достижения 100 % накопленной компенсации отбора жидкости закачкой в залежи наметилась тенденция к росту давления, и за этот пятилетний период рост пластового давления составил 2 МПа.

Согласно проекту разработки, на месторождении, начиная с 2007 года, должна была начаться реализация третьего варианта разработки, по которому в период с 2007 по 2013 гг. намечалось бурение и ввод 13 новых добывающих скважин в зоне 3 «А».

Однако к реализации третьего варианта не приступили, так как к этому времени изменилось представление об этой зоне и о месте локализации невыработанных запасов. По предположению, запасы нефти из этой зоны в процессе вытеснения были замещены закачиваемой водой. Это обосновывалось проведением ряда изоляционных работ по переводу скважин на вышележащие интервалы. В этот период проведено более 20 видов таких работ практически по всему фонду добывающих скважин. Таким образом, с 2007 года разработка месторождения велась согласно второму варианту, предусмотренному проектом разработки.

По состоянию на 01.01.2007 г. закачка воды в залежь осуществлялась через 11 приконтурных скважин. Средняя приёмистость скважин изменялась от 50 $м^3$/сут. (скважина № 110) до 600 $м^3$/сут. (скважина № 117). Вскрытая нефтенасыщенная мощность в данных скважинах нередко превышала 100 м и была полностью перфорирована, хотя к основным принимающим интервалам (по термометрии) относились наиболее проницаемые средняя и верхняя части разреза.

Таким образом, основная проблема на месторождении – закачка воды в средние и верхние нефтенасыщенные части разреза, что способствует быстрому продвижению воды в залежь и, как следствие, резкое обводнение добывающих скважин. Об этом свидетельствуют постоянно проводимые на залежи водоизоляционные работы по добывающему фонду с разной степенью успешности. Ещё одним отрицательным фактором, способствующим обводнению скважин и получению отрицательного эффекта от водоизоляционных работ, является заколонная сообщаемость. Из-за отсутствия в некоторых скважинах цемента за колонной вода по заколонному пространству после изоляции IV и V пачек поступает в верхние интервалы, что сводит к минимуму получение положительного результата от изоляционных работ.

В 2008 году, несмотря на проведённые водоизоляционные работы, снизить темп роста обводнённости не удалось. Средняя обводнённость по залежи к концу года составила 47 %, это, в свою очередь, сказывалось и на годовых отборах нефти, которые постоянно снижались. Так, если в 2002 году добыча нефти составляла 319 тыс. тонн, то в 2008 году – 189 тыс. тонн.

В связи с тем, что накопленный объём закачанной воды в пластовых условиях по отношению к накопленной добыче жидкости постоянно увеличивался, то это не могло не отразиться на поведении пластового давления, которое продолжало повышаться. К концу 2008 года средневзвешенное пластовое давление в залежи достигло практически 34 МПа, обеспечивая тем самым стабильную работу насосного оборудования.

В 2009 году отбор нефти впервые не достиг проектного (168 тыс. тонн) и составил 161,6 тыс. тонн. Снижение добычи нефти вызвано продолжающимся ростом обводнённости, которая к этому времени составила 53 %, и выбытием из фонда трёх добывающих скважин (№100s2, 136 и 123).

В 2009–2010 гг. проводились ГТМ, связанные как с изоляционными работами, так и с проведением работ по оптимизации и интенсификации притока, вследствие чего удалось сдержать темп роста обводнённости продукции в целом по залежи и темп падения годовых отборов нефти, а в 2011 году даже повысить добычу нефти до 172 тыс. тонн.

Соотношение отборов жидкости и закачки воды в 2011 году (текущая и накопленная компенсация 121 и 108 % соответственно) позволило повысить пластовое давление в залежи до 34,9 МПа – это максимальное средневзвешенное значение пластового давления за весь период восстановления его закачкой.

В 2012 году удержать давление в залежи на этом же уровне не удалось. Из-за меньшего объёма закачки давление в залежи снизилось на 1,7 МПа, в то время как обводнённость продукции скважин продолжала расти и к концу этого года составила 59 %.

В 2013–2014 гг. на месторождении для восстановления фонда скважин пробурено 8 вторых стволов. Бурение вторых стволов позволяет сдерживать темпы падения годовой добычи нефти. По состоянию на 01.12.2014 г. накопленная добыча по данным скважинам составила 29,6 тыс. тонн.

В целом, проводя сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению за последние 5 лет, можно отметить, что при меньших годовых отборах жидкости отборы нефти превышают проектные показатели за счёт меньшей обводнённости добываемой продукции скважин. Это связано с постоянным проведением на залежи работ по ограничению водопритока. Так, в 2013 году добыча нефти составила 153,4 тыс. тонн и обводнённость продукции 61 % при проектных показателях 108 тыс. тонн и 84,6 % соответственно.

Текущее состояние разработки межсолевой залежи показало, что отобрать остаточные извлекаемые запасы существующим фондом скважин невозможно, поскольку данная система размещения добывающих и нагнетательных скважин, отборов жидкости и закачки воды не обеспечивает равномерной выработки запасов.

За 12 месяцев 2014 года средняя обводнённость добываемой продукции по сравнению с началом года выросла на 5 % и составила 66,2 %.

Рост обводнённости продукции вызван как естественным планомерным обводнением скважин, так и большим объёмом закачиваемой воды. Текущая и накопленная компенсации по состоянию на 01.01.2015 г. составили 106 и 107,7 % соответственно.

Разделив условно месторождение на западную и восточную часть, можно заметить, что западный участок сильно промыт из-за закачки воды в среднюю и верхнюю части разреза, следствием чего является высокая обводнённость продукции скважин. Учитывая влияние закачки воды на процесс обводнения, начиная с 2010 года доля закачиваемой воды от всей годовой закачки на западном участке залежи снижена с 75 % (2010 год) до 62 % в 2014 году. Средняя обводнённость продукции скважин на западном участке составляет 76 %. Скважины восточного участка залежи, расположенные во втором и третьем стягивающем рядах (№ 45, 101, 134, 142, 146 и 148), обеспечивают основную добычу нефти месторождения (70 % годового отбора). Средняя обводнённость продукции скважин по восточной части залежи составляет 59 %.

Процентное соотношение объёмов закачиваемой воды и добычи жидкости на западном и восточном участках залежи увязывается с поведением пластового давления, которое на восточном участке по состоянию на 01.07.2014 г. составляло 27,5 МПа, что на 3,5 МПа меньше среднего пластового давления западного участка.

По состоянию на 01.01.2015 г. месторождение находится на третьей стадии разработки. Залежь разрабатывается 29 добывающими скважинами, из которых 13 скважин восстановлены вторыми стволами. Закачка воды осуществляется в 14 нагнетательных скважин. Практически все скважины дают обводнённую продукцию (за исключением скважин №№ 134 и 137). Отключение высокообводнённых скважин, ограничение отбора жидкости и закачки воды, а также проведение целого ряда ГТМ позволяют замедлить темп роста обводнения.

Текущая среднегодовая обводнённость добываемой продукции составляет 82,7 %, накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 8108,3 тыс. тонн, ВНФ в поверхностных условиях – 0,381.

Анализ разработки залежи показывает, что реализуемая система поддержания пластового давления недостаточно эффективна и не может обеспечить оптимальные условия выработки запасов. Система ППД на залежи требует своей модернизации (изменения направления фильтрационных потоков, циклическая закачка и др.). Для выработки остаточных запасов необходимо увеличение охвата пласта вытеснением, снижение обводнённости продукции, восстановление фонда скважин вторыми стволами.

**Энергетическое состояние залежи**

Первая попытка организации системы поддержания пластового давления на месторождении была предпринята в апреле 1991 года. Закачку воды пытались организовать в скважину № 107, но из-за низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора эта попытка оказалось неудачной, в результате чего после неоднократно проводимых солянокислотных обработок скважина была ликвидирована. Поэтому началом закачки следует считать ноябрь 1991 года, когда из добывающего фонда в нагнетательный была переведена приконтурная скважина № 53 и освоена нагнетательная скважина № 108, находившаяся в отработке на нефть, с начальной приёмистостью 446 и 1115 $м^3$/сут. соответственно.

Результаты разработки залежи позволяют оценить её добывные возможности на режиме истощения. Добывные возможности залежи с числящимися начальными балансовыми запасами 19,405 млн. тонн при снижении пластового давления с 55,2 до 31,9 МПа могли бы составить 650 тыс. тонн или 1023 тыс. тонн в пластовых условиях. К этому времени фактический некомпенсированный объём отобранной из залежи жидкости в пластовых условиях составил 1180,8 тыс. тонн. Таким образом, к началу закачки в залежь либо внедрилось из водоносной части резервуара 157,8 тыс. тонн воды, что эквивалентно отбору 100 тыс. тонн нефти, либо числящиеся на балансе геологические запасы нефти отличаются от действительных более чем на 15 %.

Что касается активности влияния водоносной части резервуара на процесс разработки месторождения, то в опровержение этому можно привести несколько аргументов. Во-первых, с юга и востока нефтяная залежь ограничена тектоническими нарушениями (сбросами), имеющими амплитуды от 40 до 250 м, а с севера – границей отсутствия межсолевых отложений, поэтому влияние законтурной области на процесс разработки отсутствует. Во-вторых, до начала организации системы ППД характер зависимости пластового давления от накопленной добычи нефти имел прямолинейный характер. Это указывает на то, что залежь разрабатывалась на упругом режиме и на отсутствие влияния законтурной области на разработку. Кроме того, сколько-нибудь активного проявления водонапорного режима при разработке залежей нефти Припятской впадины не отмечено, тем более залежей межсолевых отложений.

Следовательно, вызванное превышение фактических величин удельных отборов нефти над расчётными (от числящихся запасов) связано с наличием в залежи большего количества балансовых запасов нефти.

По состоянию на 01.04.1991 г. в эксплуатации находилось 8 добывающих скважин, работающих фонтанным способом и разместившихся по всей площади залежи. Анализ

поведения пластового давления по данным скважинам свидетельствует о наличии хорошей гидродинамической связи по всей площади залежи. Среднее пластовое давление на рассматриваемую дату составило 34,8 МПа.

Согласно геолого-промысловой информации по состоянию на 01.04.1991 г., из залежи отобрано 635 тыс. тонн безводной нефти и в соответствии с балансом «отбор – закачка» некомпенсированный закачкой отбор продукции из залежи оценивается в 999,1 тыс. тонн в пластовых условиях.

Кроме того, хотелось бы обратить внимание на показатели разработки, где по состоянию на начало 2005 года отмечается достижение полной (100 %) компенсации объёмов отобранной из залежи жидкости объёмами закачанной в неё воды, а по состоянию на 01.01.2015 г. фиксируется превышение «закачки» над «отборами» на 1003,83 тыс. тонн. Однако после выхода на 100 % компенсацию среднее пластовое давление в залежи не превышало 35 МПа, что на 20 МПа ниже начального, хотя логично следовало бы ожидать не только полного восстановления до начального пластового давления в залежи, но и превышение его над начальным. На 01.01.2025 г. накопленная компенсация составила 108 %, пластовое давление по залежи – 27,7 МПа.

Таким образом, можно предположить, что часть закачиваемой воды уходит за пределы залежи и не оказывает влияния на разработку, либо имеет место погрешность в учёте закачиваемых вод.

**Анализ обводнённости залежи**

Снижение текущей компенсации способствовало сдерживанию темпов роста обводнённости в целом по залежи. Кроме того, ввод новой скважины № 163, обводнённость которой (20-60 %) значительно ниже, чем по большинству скважин, способствовало снижению обводнённости в целом по залежи. Так, среднегодовая обводнённость 2024 года составила 82,7 % (за 2021 год – 80,7 %, за 2022 год – 82,2 %, за 2023 год – 82 %). Учитывая то, что месторождение находится на IV стадии, а на начальном этапе его разработки преждевременный рост обводнённости был спровоцирован форсированными отборами, такая динамика обводнённости является очень хорошей.

Для наглядного представления о поведении обводнённости в залежи построен график обводнённости по переходящему фонду скважин, т.е. по всем скважинам за вычетом новых скважин и ГТМ (рисунок 1).

Из рисунка 1 видно, что с 2021 года обводнённость вышла на новый, более высокий, уровень, что связано с отменой коэффициента усадки воды при переводе из пластовых условий в поверхностные. Таким образом, численно воды стало больше. Если же проследить последующую тенденцию роста обводнённости по переходящему фонду скважин, то видно, что в 2023–2024 гг. (благодаря снижению компенсации) темп роста обводнённости удалось замедлить (среднегодовые линии стали более пологими).

Однако, несмотря на это, в 2024 году устойчивое обводнение (5–13 %, уд. вес 1,12–1,17 г/см$^3$) наметилось в ранее безводной скважине № 134. В скважине в течение года технологические обработки затруба не проводились (только пропарка нефтелинии). Исключение составляют ноябрь-декабрь, в течение которых в затруб было закачано суммарным объёмом 40 м$^3$. В силу низкого содержания воды в продукции для химического анализа пробы не отбирались. Учитывая плотность попутно добываемой воды, а также то, что водой скважина не обрабатывается, водонасыщенные коллектора скважиной в межсолевых отложениях не вскрыты, а вода для ППД имеет плотность 1,17 г/см3; вероятно, скважина начала обводняться закачиваемой водой, как и большинство скважин на залежи. Пониженные плотности воды (1,12–1,14 г/см$^3$) могут быть примесями какой-либо технологической воды, о которой данные в базе отсутствуют. С целью выяснения природы воды необходимо произвести отбор проб для определения её химического состава.

В скважине № 134 проперфорированы петриковские и елецкие отложения. Данная скважина из группы А, и за счёт неё сдерживался рост обводнённости в целом по залежи на 3–5 %. Обводнение данной скважины можно контролировать уменьшением времени отбора. Кроме скважины № 134 в настоящее время сдерживанию темпов роста обводнённости в целом по залежи способствует безводная высокодебитная скважина № 144s2 (дебит нефти 21–25 тонн/сут.).

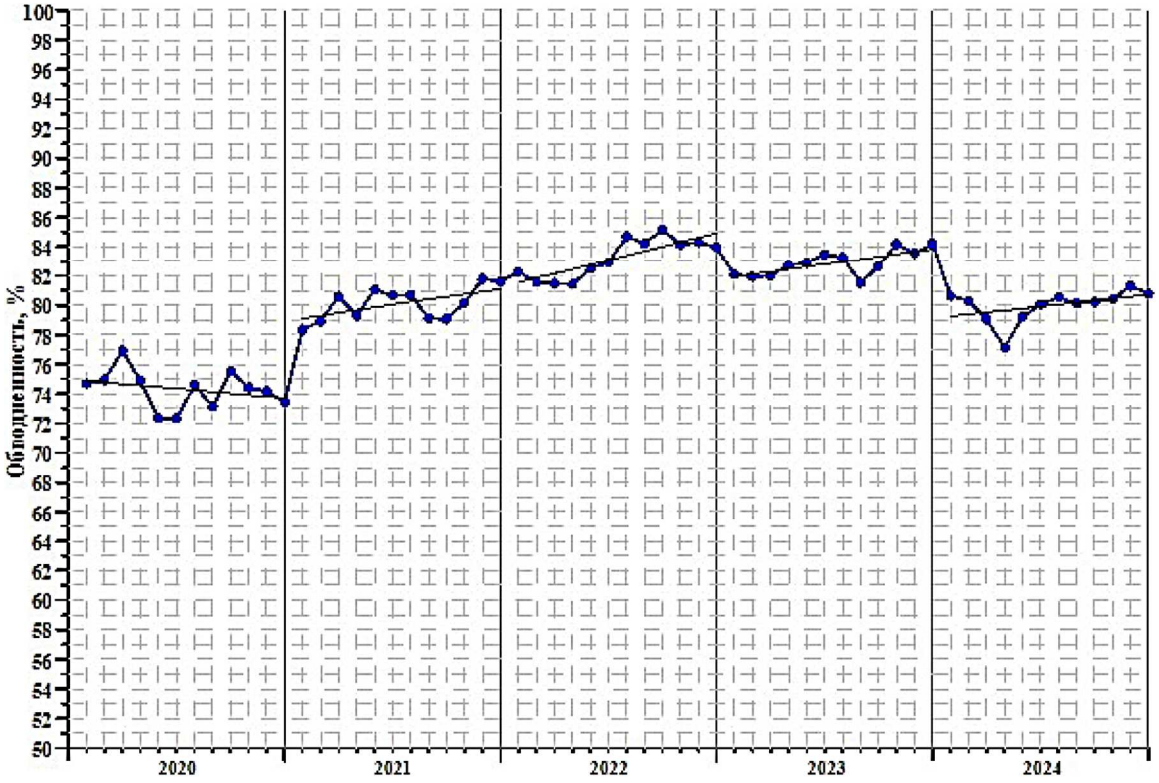


**Рисунок 1** – Обводнённость по переходящему фонду скважин за последние 5 лет

Оценивая обводнённость залежи в плане, можно отметить, что скважины с невысокой обводнённостью (до 50 %) расположены в своде от центра залежи в основном в восточном направлении (скважины № 134, 151, 144s2 и 163). В западной части залежи находится лишь одна практически безводная скважина № 140s2.

Более 60 % скважин фонда эксплуатируются с обводнённостью выше 80 %.

Что касается динамики обводнённости по отдельно взятым добывающим скважинам, то произошло её снижение в целом по году (на 1,5–6,0 %) по скважинам № 103s2, 126, 132, 141s3, 145, 153 и 149s2. По скважинам № 128s2, 129s2, 137, 146, 156, 151, 144s2, 131s2 и 140s2 – обводнённость не изменилась; продукция скважин № 151, 140s2 и 144s2 – по-прежнему безводная. Это обусловлено уменьшением текущей компенсации в целом по залежи. В скважине № 152 снижение обводнённости составило 22 % и связано с ГТМ по изоляции заколонного перетока.

Увеличилась обводнённость на 2–11 % по скважинам № 101, 123s2, 127, 130s3, 134, 135s3, 142, 148, 44, 45s2 и 125s2. Данные скважины сконцентрированы в основном в сводовой восточной части залежи, где располагаются «малообводнённые» скважины. Увеличению обводнённости по данным скважинам способствовало увеличение объёмов нагнетания в центральной части залежи в 2024 году почти на 15 тыс. тонн (скважины № 108, 110 и 121). Таким образом, можно заключить следующее. Поскольку по результатам трассирования 2015, 2019 гг. установлено, что вода, закачиваемая в нагнетательные скважины западной части залежи, движется в восточном направлении, а от восточных нагнетательных скважин – в западном (а объёмы закачки в скважины восточные в 2,3 раза ниже, чем в скважины западные), то в восточной части залежи скважины менее обводнены из-за меньшей степени промытости каналов фильтрации. Однако в настоящее время скважины в восточной части залежи начинают обводняться более быстрыми темпами, т.к. там сосредоточены основные отборы и последние 2 года увеличивается объём нагнетания в центральной части залежи.

Распределение скважин по динамике обводнённости на основе карты обводнённости (по состоянию на 01.07.2024 г.) приведено на рисунке 2.

**Рисунок 2** – Распределение скважин по динамике обводнённости в 2024 году

Самый быстрый темп обводнения в 2024 году составил 11 % у скважины № 135s3. По этой причине при сохранившемся годовом отборе жидкости (18 тыс. тонн) потери по нефти за год составили 1 тыс. тонн. По химическому составу вода близка к закачиваемой для ППД воде, обогащённая NaCl. Это свидетельствует об интенсивном промывании каналов фильтрации в направлении к данной скважине. Анализируя нагнетательный фонд, вероятнее всего в направлении скважины № 135s3 потоки идут от высокоприёмистых скважин № 117 и 113, а также от скважин № 108, 110 и 114.

Рассматривая скважины с позиции изменения обводнённости, хотелось бы отдельно отметить скважину № 148. По данным месячного эксплуатационного рапорта, при дебите жидкости 68–72 тонн/сут. обводнённость в 2024 году изменялась в пределах 82,3–87,7 %, за сентябрь составила 87,3 %. Согласно замерам УЗМТ от сентября 2024 года, при дебите жидкости 65–76 тонн/сут. обводнённость изменялась в пределах 32–95 % и в среднем составила 54 %. Таким образом, расхождение между МЭР и УЗМТ по обводнённости составляют более 30 % при схожих дебитах жидкости. А по сему, вызывает сомнение закрытие МЭР по обводнённости в данной скважине. Различие по обводнённости в 30 % при дебите жидкости в среднем 70 тонн/сут. приводит в погрешности в учёте нефти примерно в 20 тонн/сут. (это практически в 2 раза больше текущего дебита нефти скважины). Учитывая, что скважина № 148 находится в постоянной эксплуатации, то в пересчёте на месяц погрешность составляет 600 тонн, а в пересчёте на год – 7200 тонн.

Кроме вышеупомянутой скважины № 135s3, снижение добычи нефти в 2024 году на 500–1800 тонн произошло по скважинам № 44, 125s2, 130s3, 134 и 45s2 в связи с ростом обводнённости по описанным выше причинам. Также уменьшение годовой добычи нефти на 1000 тонн произошло по скважине № 151 и связано со снижением дебита жидкости. Данная скважина переведена в режим кратковременной периодической эксплуатации с 2022 года, после чего через несколько месяцев произошло снижение её уровня до 2000–2200 м. При этом пластовое давление к 2025 году выросло с 25,7 до 32,9 МПа. Это свидетельствует о том, что уменьшение добычи нефти может быть вызвано потерей продуктивности, для восстановления которой и рекомендуется выполнить интенсификацию с последующим переводом скважины на НВ-32.

В скважине № 156, несмотря на замену насоса в декабре 2023 года, который был спущен на б/у НКТ, к маю дебит нефти снизился с 3,5 до 1,7 тонн/сут. (с 108 до 20 тонн по

месяцу). Учитывая рост $H_{дин}$ с 1500 до 1100 м за тот же период, в мае стали производить замену насоса. Произошла авария с ЭЦН. После извлечения аварийного ЭЦН выполнили импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, и рассматривался вопрос о возможности перехода на вышележащий интервал в данной скважине. Однако после СКВ принято решение об увеличении отборов из текущего интервала перфорации. Спустили высокопроизводительный насос Э-125, доуглубив его на 300 м по сравнению с предыдущим спуском Э-50. Дебит нефти увеличился до 7–8 тонн/сут. при отборах жидкости 120 тонн/сут. Добыча нефти была восстановлена, а в сравнении с прошлым годом – увеличилась.

Несмотря на то, что отборы жидкости в 2024 году остались на прежнем уровне (455 тыс. тонн), падение добычи нефти в сравнении с 2023 годом составило 3,55 тыс. тонн (или 4,3 %) и обусловлено увеличением обводнённости залежи на 0,8 %.

**Заключение**

Одной из проблем на рассматриваемом месторождении является быстрое обводнение скважин в связи с закачкой воды в средние и верхние нефтенасыщенные части разреза. Это объясняется существующим расположением систем трещин, т.е. основных путей фильтрации флюидов. В связи с наличием зоны, не вовлечённой в разработку, а также для повышения коэффициента нефтеотдачи в целом по месторождению целесообразным было бы производить закачку именно в нижнюю часть продуктивного разреза.

Поскольку залежи с коллекторами смешанного типа характеризуются крайней неоднородностью, то при вытеснении нефти водой остаются участки, неохваченные вытеснением. При неустановившемся движении вытесняющей нефть воды между участками с различной проницаемостью (между блоками матрицы и трещинами) создаются дополнительные градиенты давления переменного направления. Они обусловливают перетоки жидкостей между блоками и системой трещин. Кроме того, при неустановившемся процессе нарушается равновесие капиллярных сил. Оба этих процесса способствуют дополнительному вытеснению нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных элементов, т.е. увеличивается коэффициент охвата, а, следовательно, и нефтеотдачи.

Практически эти процессы создаются периодической закачкой в залежь воды. Во время нагнетания воды она входит в поры блоков породы. При последующем отборе жидкости (снижении пластового давления) вода, вошедшая в блоки, частично удерживается там за счёт капиллярных сил, а нефть вытесняется из них в систему трещин за счёт упругих сил. С течением времени эффективность этого процесса уменьшается.

С целью интенсификации описанного выше процесса самостоятельно или совместно с ним применяются методы изменения направления фильтрационных потоков. Количество закачиваемой в нагнетательные скважины воды периодически перераспределяют таким образом, чтобы при цикле создавалось новое направление фильтрации в залежи. При этом происходит перераспределение давления с изменением линий тока от нагнетательных скважин к эксплуатационным, и вовлекаются в разработку слабодренировавшиеся нефтенасыщенные зоны.

В результате применения обоих этих процессов уменьшается или стабилизируется обводнение добываемой жидкости и увеличиваются коэффициенты охвата и нефтеотдачи. Может стабилизироваться или даже увеличиться текущая добыча нефти.

В связи с этим рекомендуется проведение на месторождении циклической закачки воды в нагнетательные скважины, а также методы изменения направления фильтрационных потоков, которые можно осуществить либо предварительной закачкой в нагнетательные скважины потокоотклоняющих составов с повышенной вязкостью, либо отключением приконтурных скважин и закачкой воды в разрезающие ряды.

Одним из возможных путей сокращения попутно добываемой воды, а значит, и повышения эффективности довыработки коллекторов смешанного типа может быть технология, позволяющая полностью или частично исключить высокопроводящие трещины из процесса фильтрации. Этого можно добиться, например, снижением на поздней стадии разработки пластового давления. При его снижении происходит смыкание трещин и, как следствие, сокращение притока «проскальзывающей» по трещинам воды.

**Литература**

1. Беляева К.В. Закономерности современных вертикальных движений на нефтяных и газовых месторождениях Припятского прогиба // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учё-

ных, посвящённого 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири (02-07 апреля 2018 года, г. Томск) : в 2 т. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2018. – Т. 1. – С. 221–222.
2. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
3. Водоизоляция и ликвидация межколонных перетоков в скважинах Оренбургского месторождения / Ф.А. Гусейнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 120–121.
4. Жарикова Н.Х. Анализ проведения геолого-технических мероприятий на Береговом нефтегазоконденсатном месторождении / Н.Х. Жарикова, Л.Г. Кусова, И.Д. Лаптинова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 310–324.
5. Жогло В.Г. Обоснование повышения нефтеотдачи пласта путем закачки газа в истощённые залежи нефти Припятского прогиба / В.Г. Жогло, А.В. Кудельский, Д.Г. Митюрич // Литосфера. – 2015. – № 2(43). – С. 127–142.
6. Эффективность ремонтно-изоляционных работ в газовых сеноманских скважинах Уренгойского НГКМ / Г.А. Ланчаков [и др.] // Газовая промышленность. – 2008. – № 6(618). – С. 48–51.
7. Ремонтно-изоляционные работы в газовых скважинах сеноманской залежи Уренгойского месторождения / Г.А. Ланчаков [и др.] // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 11. – С. 40–52.
8. Ланчаков Г.А. О материалах для ремонтно-изоляционных работ газовых и нефтяных скважин / Г.А. Ланчаков, Р.А. Ивакин, В.Г. Григулецкий // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2011. – № 2(7). – С. 52–68.
9. Нешков А.И. Анализ текущего состояния разработки Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения / А.И. Нешков, О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Технические и технологические системы: Материалы XIII Международной научной конференции (23–25 ноября 2022 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – С. 346–352.
10. Повжик П.П. Создание системного подхода – путь повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Припятского прогиба // Недропользование XXI век. – 2019. – № 4(80). – С. 134–143.
11. Определение основных поисковых критериев и критериев приточности нетрадиционных коллекторов на примере отложений Припятского прогиба / П.П. Повжик [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2024. – Т. 19. – № 1.
12. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) / О.В. Савенок [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4. – С. 59–65.
13. Савенок О.В. Оценка эффективности применения водопоглощающих смол для изоляции макропор и выравнивания фронта вытеснения нефти / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, А.С. Аванесов // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 179–183.
14. Савенок О.В. Анализ причин снижения нефтеотдачи на Западно-Хоседаюском месторождении и рекомендации для внедрения геолого-технических мероприятий / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 290–298.
15. Свалов А.М. Механизмы обводнения газовых залежей / А.М. Свалов, В.Г. Григулецкий // Газовая промышленность. – 2008. – № 6(618). – С. 26–30.
16. Сезар Л.А. Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения / Л.А. Сезар, Т.Б. Очередько, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 208–236.
17. Проявление деформационных процессов в породах-коллекторах петриковской залежи геологического нефтяного месторождения Припятского прогиба / А.А. Тишков [и др.] // Литосфера. – 2024. – № 1(60). – С. 113–119.
18. Фадеева Н.П. Перспективы нефтегазоносности карбонатных комплексов Припятского прогиба / Н.П. Фадеева, Е.Н. Полудеткина, Ю.А. Петриченко // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 110–116.
19. Цымбал А.В. Анализ изоляции водопритока вязкими упругими составами на каменноугольной залежи Возейского нефтяного месторождения / А.В. Цымбал, О.В. Савенок // Прикладные вопросы точных наук: Материалы V Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и преподавателей (30–31 октября 2021 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский государственный педагогический университет, 2021. – С. 213–217.
20. Шиян С.И. Перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов на Полярном нефтяном месторождении на основе анализа эффективности применяемых методов на месторождениях-аналогах / С.И. Шиян [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 3 (639). – С. 9–18.

## References


1. Belyaeva K.V. Patterns of modern vertical movements in oil and gas fields of the Pripyat Trough // Problems of Geology and Subsoil Development: Proceedings of the XXII International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists, dedicated to the 155th anniversary of the birth of Academician V.A. Obruchev, the 135th anniversary of the birth of Academician M.A. Usov, the founders of the Siberian Mining and Geological School and the 110th anniversary of the first graduation of mining engineers in Siberia (April 2–7, 2018, Tomsk) : in 2 vol. – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2018. – Vol. 1. – P. 221–222.
2. Griguletsky V.G. Flooding of fields – a fundamental issue of the modern Russian oil and gas industry // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
3. Water isolation and elimination of inter-casing flows in wells of the Orenburg field / F.A. Guseinov [et al.] // Oil industry. – 2005. – № 6. – P. 120–121.
4. Zharikova N.Kh. Analysis of geological and technical measures at the Beregovoye oil and gas condensate field / N.Kh. Zharikova, L.G. Kusova, I.D. Laptinova // Science. Technology. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2022. – № 4. – P. 310–324.
5. Zhoglo V.G. Justification of enhancing oil recovery by injecting gas into depleted oil deposits of the Pripyat Trough / V.G. Zhoglo, A.V. Kudelsky, D.G. Mityurich // Litho-sphere. – 2015. – № 2 (43). – P. 127–142.
6. Efficiency of repair and insulation works in Cenomanian gas wells of the Urengoy oil and gas condensate field / G.A. Lanchakov [et al.] // Gas industry. – 2008. – № 6(618). – P. 48–51.
7. Repair and insulation work in gas wells of the Cenomanian deposit of the Urengoy field / G.A. Lanchakov [et al.] // Oil, gas and business. – 2008. – № 11. – P. 40–52.
8. Lanchakov G.A. On materials for repair and insulation works of gas and oil wells / G.A. Lanchakov, R.A. Ivakin, V.G. Griguletsky // Scientific and technical collection Vesti ga-zovoy nauki. – 2011. – № 2(7). – P. 52–68.
9. Neshkov A.I. Analysis of the current state of development of the Severo-Khosedayuskoye oil field / A.I. Neshkov, O.V. Savenok, L.G. Kusova // Technical and technological systems: Materials of the XIII International scientific conference (November 23–25, 2022, Krasnodar). – Krasnodar : OOO «Izdatelsky Dom – Yug», 2022. – P. 346–352.
10. Povzhik P.P. Creating a systematic approach is a way to improve the efficiency of developing hard-to-recover oil reserves in the Pripyat Trough fields // Subsoil Use XXI Century. – 2019. – № 4(80). – P. 134–143.
11. Definition of the main search criteria and inflow criteria of unconventional reservoirs using the example of the Pripyat Trough deposits / P.P. Povzhik [et al.] // Oil and Gas Geology. Theory and Practice. – 2024. – Vol. 19. – № 1.
12. Optimization of the injection well stock of a field at a late stage of development based on the results of tracer studies (using the Dysh field as an example) / O.V. Savenok [et al.] // Petroleum Engineer. – 2018. – № 4. – P. 59–65.
13. Savenok O.V. Evaluation of the efficiency of using water-absorbing resins to isolate macropores and align the oil displacement front / O.V. Savenok, L.V. Povarova, A.S. Avanesov // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 179–183.
14. Savenok O.V. Analysis of the reasons for the decline in oil recovery at the Zapadno-Khosedayuskoye field and recommendations for the implementation of geological and technical measures / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatovskie readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 290–298.
15. Svalov A.M. Mechanisms of flooding of gas deposits / A.M. Svalov, V.G. Griguletsky // Gas industry. – 2008. – № 6(618). – P. 26–30.
16. Cesar L.A. Analysis of the efficiency of applying water shutoff technologies in productive formations of the Yuzhno-Yagunskoye field / L.A. Cesar, T.B. Ocheredko, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 3. – P. 208–236.
17. Manifestation of deformation processes in reservoir rocks of the Petrikovskaya deposit of the geological oil field of the Pripyat Trough / A.A. Tishkov [et al.] // Lithosphere. – 2024. – № 1(60). – P. 113–119.
18. Fadeeva N.P. Prospects for oil and gas potential of carbonate complexes of the Pripyat Trough / N.P. Fadeeva, E.N. Poludetkina, Yu.A. Petrichenko // Georesources. – 2019. – Vol. 21. – № 2. – P. 110–116.
19. Tsymbal A.V. Analysis of water influx isolation with viscous elastic compositions in the coal deposit of the Vozei oil field / A.V. Tsymbal, O.V. Savenok // Applied issues of exact sciences: Proceedings of the V International scientific and practical conference of students, graduate students and teachers (October 30–31, 2021, Armavir). – Armavir : Armavir State Pedagogical University, 2021. – P. 213–217.
20. Shiyan S.I. Prospects for the application of enhanced oil recovery methods at the Polar oil field based on the analysis of the effectiveness of the methods used in similar fields / S.I. Shiyan [et al.] // Oil field business. – 2022. – № 3(639). – P. 9–18.