УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ПРИЧИН СНИЖЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЗАПАДНО-ХОСЕДАЮСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ И РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ВНЕДРЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

ANALYSIS OF THE REASONS FOR THE DECLINE IN OIL RECOVERY ON THE ZAPADNO-KHOSEDAYUSKOYE FIELD AND RECOMMENDATIONS FOR THE IMPLEMENTATION OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
savenok_ov@pers.spmi.ru

Сафиуллина Елена Улубековна
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
safiullina_eu@pers.spmi.ru

Кусова Лизавета Генадиевна
студентка направления подготовки 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии»,
Санкт-Петербургский горный университет
kusovalisa@gmail.com

Аннотация. Результаты геолого-промыслового контроля – основа выбора эффективных мер по управлению процессами разработки, по совершенствованию применяемых систем разработки. Геолого-промысловый контроль начинается на стадии подготовки залежи к промышленной эксплуатации и продолжается непрерывно, пока из неё добываются нефть и газ. По мере освоения залежей и вступления их в более зрелую стадию задачи, решаемые при контроле разработки, всё более расширяются и углубляются, применяется всё более широкий комплекс методов исследований. В статье представлена история разработки Западно-Хоседаюского месторождения и его текущее состояние, описывается проектирование разработки, приведена характеристика фонда скважин, сопоставление проектных и фактических показателей, также дано описание рекомендуемых для применения ГТМ на месторождении.

Ключевые слова: размещение скважин на Западно-Хоседаюском месторождении, показатели разработки месторождения, сопоставление проектных и фактических уровней добычи нефти по объектам разработки, проблемы разработки месторождения, основные причины снижения нефтеотдачи, методы увеличения нефтеотдачи, анализ рекомендуемых для внедрения геолого-технических мероприятий.

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Saint Petersburg Mining University
savenok_ov@pers.spmi.ru

Safiullina Elena Ulubekovna
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Saint Petersburg Mining University
safiullina_eu@pers.spmi.ru

Kusova Lizaveta Genadievna
Student Training Direction 21.05.06 «Oil and Gas Equipment and Technologies»,
Saint Petersburg Mining University
kusovalisa@gmail.com

Annotation. The results of geological and field control are the basis for choosing effective measures to manage development processes, to improve the development systems used. Geological field control begins at the stage of preparing a deposit for commercial exploitation and continues continuously until oil and gas are produced from it. With the development of deposits and their entry into a more mature stage, the tasks solved during the development control are increasingly expanding and deepening, and an ever wider range of research methods are being used. The article presents the history of the development of the Zapadno-Khosedayus-koye field and its current state, describes the design of the development, describes the well stock, compares the design and actual indicators, and also gives a brief description of the geological and technical measures recommended for the use of the field.

Keywords: placement of wells at the Zapadno-Khosedayuskoye field, field development indicators, comparison of design and actual levels of oil production by development facilities, field development problems, main reasons for the decrease in oil recovery, methods of enhanced oil recovery, analysis of geological and technical measures recommended for imple-mentation.

В географическом отношении Западно-Хоседаюское нефтяное месторождение приурочено к северо-восточной окраине Восточно-Европейской равнины, центральной части Большеземельской тундры в Хорейверской впадине и находится за Полярным кругом.

Западно-Хоседаюское месторождение расположено в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и его разрез типичен для Печорской синеклизы. Осадочный чехол здесь представлен отложениями палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп. Фундамент представлен породами предположительно верхнепротерозойского возраста. На рисунке 1 представлен сводный геологический разрез месторождения.

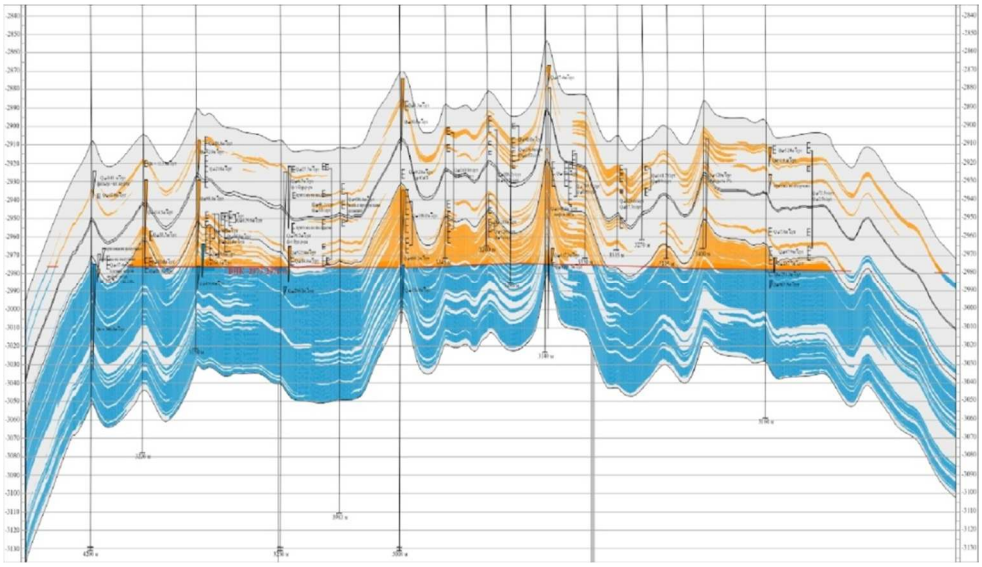

Рисунок 1 – Сводный геологический разрез
Западно-Хоседаюского месторождения

Западно-Хоседаюское нефтяное месторождение открыто в 1988 году по результатам бурения поисковой скважины № 3 в разрезе фаменских отложений верхнего девона. В том же году в результате проводки и испытания первой поисковой скважины № 3 на площади была установлена промышленная нефтеносность верхнедевонских отложений, что послужило основанием для продолжения поисковых, а с 1989 года и разведочных работ на месторождении

В 2010 году была открыта залежь нефти в окском надгоризонте нижнего карбона. Месторождение введено в пробную эксплуатацию путём вывода из консервации разведочной скважины № 42 в марте 2009 года. Промышленная эксплуатация месторождения начата в феврале 2012 года.

Разработка Западно-Хоседаюского месторождения осуществляется с 2012 года на естественном режиме. Начальное пластовое давление было принято равным 28,7 МПа (293 атм.) по объекту C_1ok и 30,5 МПа (311 атм.) по объекту D3fmIII+IV.

На рисунке 2 представлена динамика изменения пластового давления на основании результатов ГДИ. Из приведённых данных видно, что за время разработки пластовое давление по объектам существенным образом не изменилось.

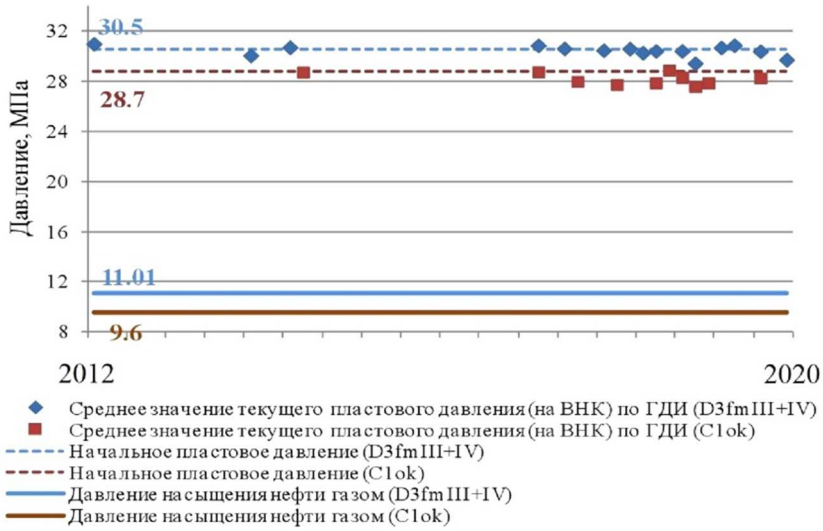

Рисунок 2 – Динамика изменения пластового давления

Среднее значение $P_{пл}$ для объекта C_1ok на 01.01.2021 г. в зоне отбора практически не изменилось и составляет 288 атм., что на 5 атм. или 1,7 % ниже первоначального. В эксплуатации перебывало 2 скважины, расположенные в противоположных сторонах залежи, отборы их незначительны.

Среднее значение Рпл для объекта D_3fm-III+IV в зоне отбора составляет 299 атм., что на 12 атм. или 3,9 % ниже первоначального. Максимальное снижение $P_{пл}$ (до 245–275 атм.) отмечается в районе скважин №№ 3502, 31002, 31004 и 3809. На рисунке 3 представлена карта размещения скважин на месторождении.

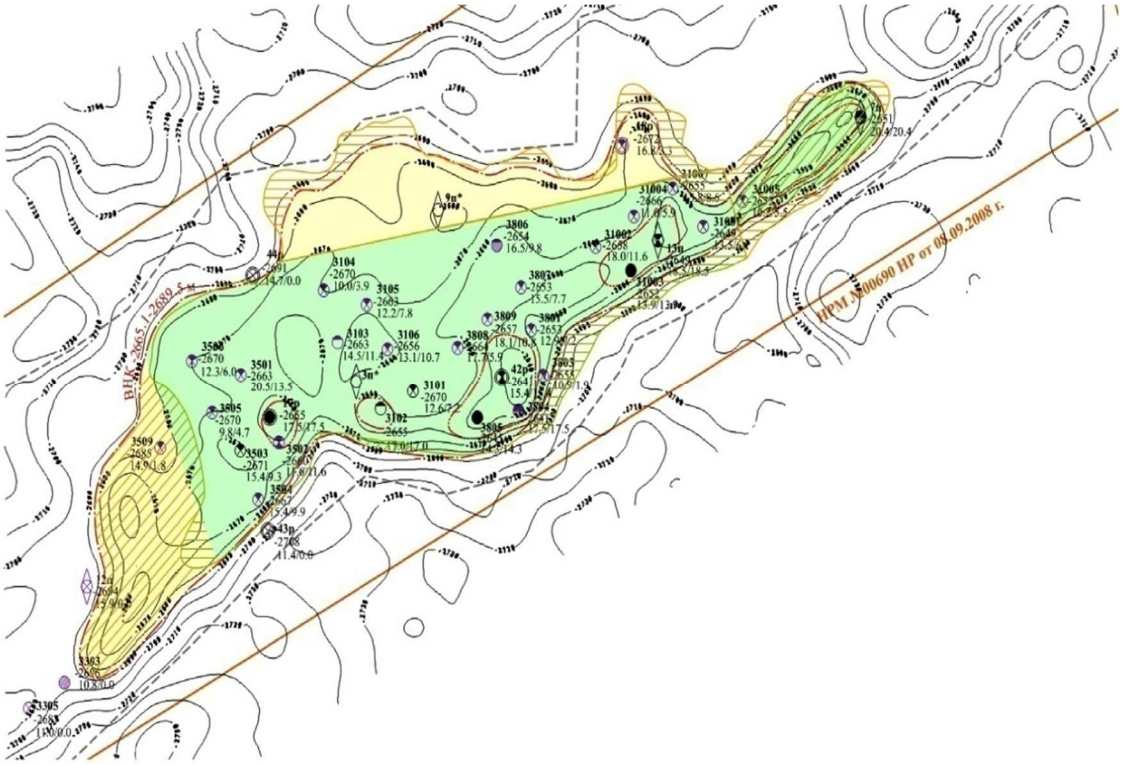

Рисунок 3 – Размещение скважин
на Западно-Хоседаюском месторождении

Учитывая опыт разработки Северо-Хоседаюского месторождения, где зафиксировано снижение пластового давления на 20–36 %, и энергетическое состояние Западно-Хоседаюского, рекомендуется реализовать систему ППД на рассматриваемом месторождении.

Подсчитанные остаточные запасы нефти по пластам на 01.01.2021 г. представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Начальные и остаточные запасы нефти и газа

Запасы нефти, тыс. тонн			
начальные		остаточные	
балансовые	извлекаемые	балансовые	извлекаемые
61726,1	24690,4	59627,3	22591,6
Запасы газа, млн. м^3			
начальные		остаточные	
балансовые	извлекаемые	балансовые	извлекаемые
3327,03	1330,81	3213,91	1217,68

На рисунке 4 представлена карта запасов месторождения.

Доля запасов категории C_2 на месторождении составляет около 15 % от геологических запасов нефти, числящихся на государственном балансе. Доразведка частей залежей категории C_2 в основном будет осуществлена за счёт запланированного на месторождении эксплуатационного разбуривания.

Проектируемая продолжительность разработки составляет 76 лет (2014–2089 гг.). Максимальная добыча нефти – 1,480 млн тонн/год прогнозировалась в 2014 году, при этом добыча жидкости составит 3,707 млн тонн/год, а попутного нефтяного газа 74,2 млн м^3/год. После 2014 года начнётся спад добычи нефти. Например, в 2030 году добыча нефти снизится до 0,527 млн тонн/год, добыча жидкости при этом составит 4,728 млн тонн/год, попутного нефтяного газа – 27,3 млн м^3/год.

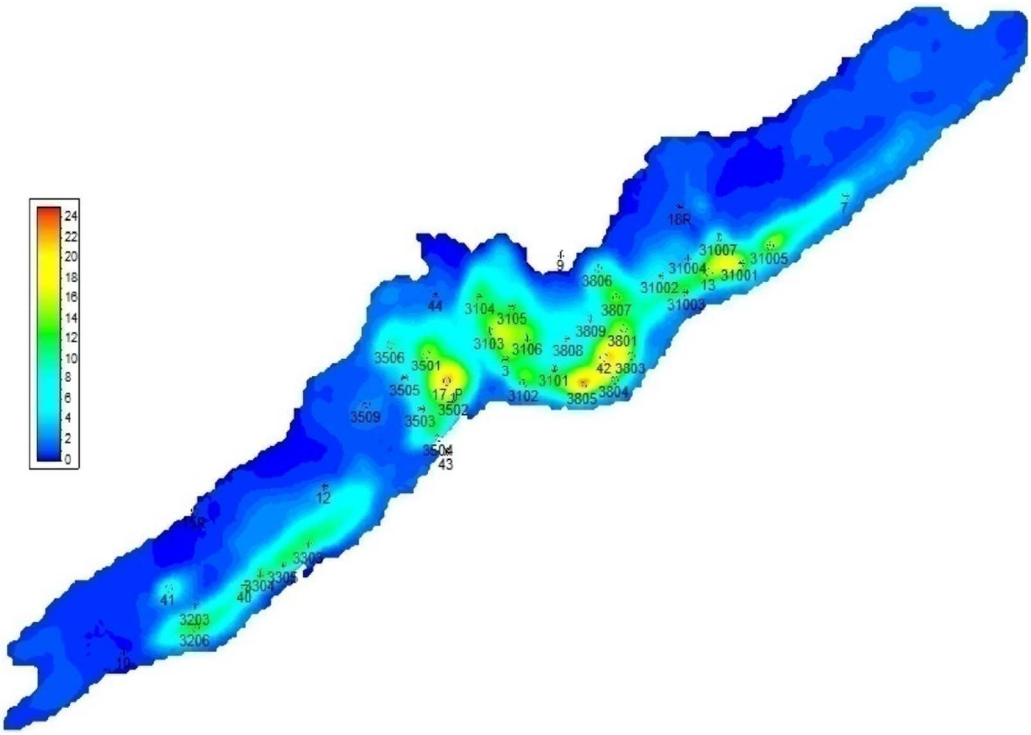

Рисунок 4 – Карта текущих по состоянию на 01.01.2021 г. подвижных запасов (тыс. тонн/га)

Показатели разработки Западно-Хоседаюского месторождения

По состоянию на 01.01.2021 г. на месторождении пробурено 44 скважины, из них 42 добывающие и 2 нагнетательные.

Действующий фонд – 38 добывающих скважин.

С начала разработки по месторождению отобрано 1,395 млн тонн нефти и 1,795 млн тонн жидкости, текущий КИН – 0,021, при утверждённом 0,379.

По состоянию на 01.01.2021 г. отбор от начальных извлекаемых запасов составил 4,8 % при обводнённости 33,6 %.

В 2020 году по месторождению добыто 1,128 млн тонн и 1,519 млн тонн жидкости. ППД не производится.

Объект D_3fmIII разрабатывается с 2012 года. На объект пробурено 35 скважин, из них 33 добывающие и 2 нагнетательные. По состоянию на 01.01.2021 г. в добывающем фонде 29 действующих скважин.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2021 г. составила 0,674 млн тонн. Отбор от НИЗ – 5,1 % при обводнённости 33,3 %, текущий КИН – 0,021 при утверждённом 0,400. За 2020 год отобрано 0,552 млн тонн нефти, дебит нефти – 143,6 тонн/сут., дебит жидкости – 145 тонн/сут., обводнённость 25,6 %. ПСС – 119,4 га.

В 2020 году добыча нефти (0,552 млн тонн) больше проектной (0,401 млн тонн) на 40 %, что обусловлено превышением в 2 раза действующего фонда скважин (по факту – 28, по проекту – 13).

Объект D_3fmIIIa разрабатывается с 2012 года. На объект пробурено 3 добывающие скважины, 21 добывающая скважина приобщена с пласта D_3fmIII. По состоянию на 01.01.2021 г. в добывающем фонде 24 действующих скважины.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2021 г. составила 0,203 млн тонн. Отбор от НИЗ – 29,4 % при обводнённости 28,1 %, текущий КИН – 0,118 при утверждённом 0,400. За 2020 год отобрано 180,9 тыс. тонн нефти, дебит нефти – 47 тонн/сут., дебит жидкости – 55,9 тонн/сут., обводнённость 15,9 %.

В 2020 году добыча нефти (0,181 млн тонн) больше проектной (0,031 млн тонн) в 6 раз, что обусловлено превышением в 2 раза действующего фонда скважин (по факту – 24, по проекту – 11) и превышением в 5 раз дебитов нефти (по факту – 47 тонн/сут., по проекту – 8,9 тонн/сут.). ПСС – 106,8 га.

Объект D_3fmIV разрабатывается с 2012 года. На объект пробурено 5 добывающих скважин, 22 добывающие скважины приобщены с другого пласта (3 скважины с пласта D_3fmIIIa и 19 скважин с пласта D_3fmIII). По состоянию на 01.01.2021 г. в добывающем фонде 26 действующих скважин.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2021 г. составила 0,443 млн тонн. Отбор от НИЗ – 8,0 % при обводнённости 33,1 %, текущий КИН – 0,032 при утверждённом 0,400. За 2020 год отобрано 0,366 млн тонн нефти, дебит нефти – 71,7 тонн/сут., дебит жидкости – 95 тонн/сут., обводнённость 24,9 %.

В 2020 году добыча нефти (0,366 млн тонн) больше проектной (0,097 млн тонн) в 4 раза, что обусловлено превышением действующего фонда скважин (по факту – 26, по проекту – 17) и превышением в 4 раза дебитов нефти (по факту – 71,7 тонн/сут., по проекту – 19,1 тонн/сут.). ПСС – 330,4 га.

Из 27 скважин, работающих на пласт D3fmIV в ЧНЗ, 5 скважин разрабатывают только этот пласт. Среднее значение текущей обводнённости по данной группе скважин составляет 23,3 % (диапазон изменения значений 1,8–49,1 %). Результаты гидродинамического моделирования показывают прорыв подошвенной воды по каналам вертикальной трещиноватости.

На месторождении находятся 24 действующие скважины, совместно работающие на пласты фаменского яруса D_3fmIIIa + D_3fmIIIa + D_3fmIV. 15 скважин оборудованы установками ОРЭ. Двухпакерной байпасной системой ОРЭ на пласты D_3fmIII + D_3fmIIIa и D_3fmIV оборудованы 10 скважин, трёхпакерной байпасной системой ОРЭ на пласты D_3fmIII, D_3fmIIIa и D_3fmIV оборудованы 5 скважин.

Объект C1ok разрабатывается с 2013 года. На объект пробурена 1 скважина и 1 переведена с объекта D3fm. Обе скважины действующие.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2021 г. составила 0,076 млн тонн. Отбор от НИЗ – 1,1 % при обводнённости 66,8 %, текущий КИН – 0,004 при утверждённом 0,320. За 2020 год отобрано 0,029 млн тонн нефти, дебит нефти – 45,6 тонн/сут., дебит жидкости – 115,3 тонн/сут., обводнённость 60,5 %.

В 2020 году добыча нефти (0,029 млн тонн) меньше проектной (0,048 млн тонн) в 1,5 раза, что обусловлено превышением обводнённости добывающих скважин по причине заколонных перетоков.

Начальное пластовое давление составляет 28,7 МПа. Текущее пластовое давление в зоне отбора составляет 28,2 МПа, что на 0,5 МПа или 1,7 % ниже первоначального.

Сопоставление проектных и фактических уровней добычи нефти по объектам представлено на рисунке 5.

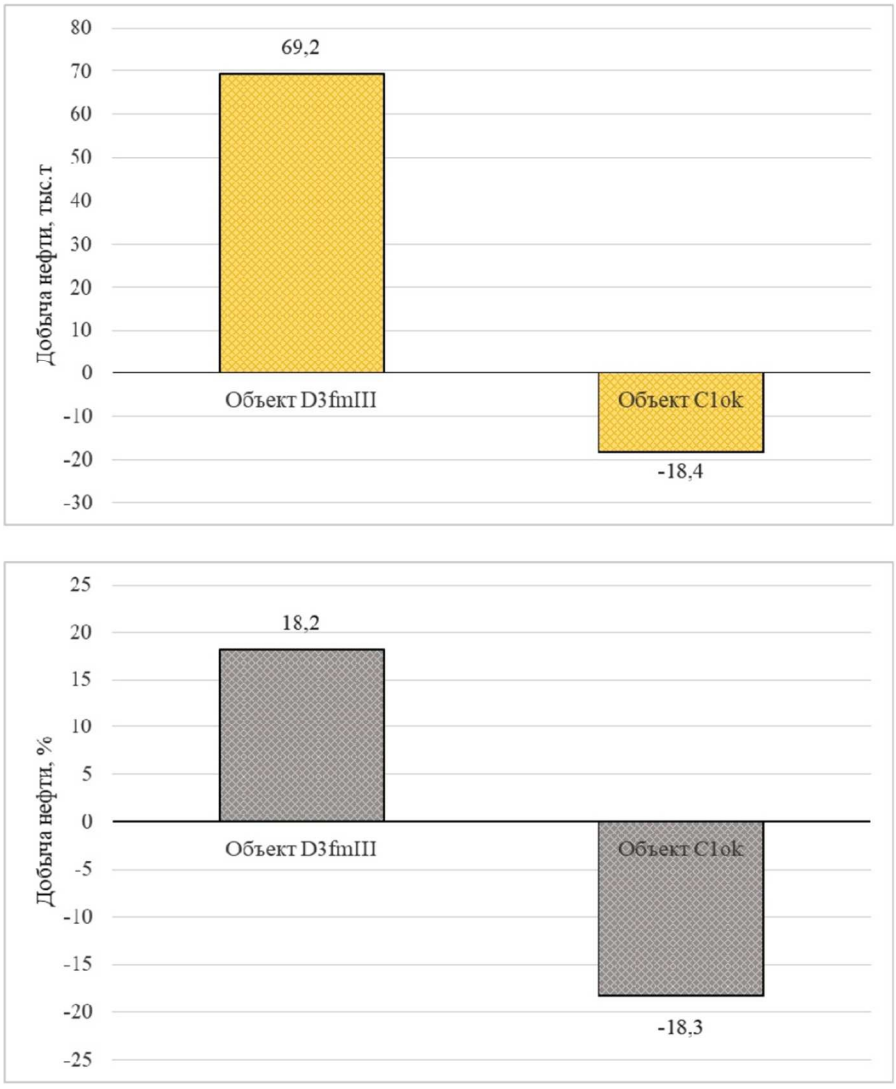

Рисунок 5 – Сопоставление проектных и фактических уровней добычи нефти по объектам разработки

Бурение эксплуатационных скважин на Западно-Хоседаюском месторождении продолжилось в 2015–2016 гг. – разбуривание куста № 4 (6 скважин), 7 (6 скважин), 6 (6 скважин), 10 (доп. 2 скважины), 9 куст (3 скважины), 11 куст (5 скважин), 12 куст (1 скважина). Итого на 2015–2016 гг. бурение составило 29 скважин. В 2016 году планировалось пробурить на кусте № 12 разведочную скважину № 59.

В рамках мероприятий по контролю за разработкой на месторождении регулярно выполнялись следующие виды работ:

– определение дебитов жидкости и обводненности продукции;
– определение забойных и пластовых давлений;
– исследование методами КВД и КВУ;
– определение профилей притока, приёмистости и работающих интервалов.

Проблемы разработки месторождения

Основными проблемами разработки месторождения является низкая продуктивность добывающих скважин, низкая естественная (без разрыва пластов нагнетаемой водой) приёмистость нагнетательных скважин, а также плохое перераспределение давления по залежам при осуществлении поддержания пластового давления вследствие слабой гидродинамической связи отдельных участков пластов.

В отдельную проблему разработки месторождения следует выделить эксплуатацию пласта $C_1$0k. Из-за низких дебитов скважины этого пласта могут быть остановлены, что может привести к консервации на неопределённый срок значительных запасов нефти. Одним из направлений решения этой проблемы является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Западно-Хоседаюское месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов как по площади, так и по разрезу. Коллектора относятся к средне- и низкопродуктивным. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты и без использования методов интенсификации добычи.

Основные причины снижения нефтеотдачи

К основным проблемам можно большое количество АСПО, образующееся на стенках НКТ при разгазировании нефти. Давление насыщения нефти газом составляет в среднем 9,6 МПа, что значительно выше рабочих давлений УЭЦН и трубопроводов (рабочее давление 2,5–3,0 МПа). Вследствие этого парафины и асфальтены, содержащиеся в нефти, оседают на стенках НКТ, значительно снижая проходной канал, а в редких случаях полностью его перекрывая.

Сужение канала при неизменной подаче приводит к повышенным нагрузкам на УЭЦН. При длительной работе на повышенных нагрузках ЭЦН часто выходят из строя, и скважина переходит в простой до его замены. Такие простои негативно сказываются на общепромысловых темпах отбора и, как следствие, снижению эффективности добывающего предприятия.

Немаловажным фактором является относительно низкая проницаемость пород-коллекторов. Сам по себе продуктивный пласт весьма неоднороден, и значения проницаемости колеблются в диапазоне от практически непроницаемых (10–6 мкм^2) до 2,443 мкм^2, принимая среднее значение 0,215 мкм^2. При этом вязкость нефти в пластовых условиях составляет 4,2 мПа · с. При выделении газа вязкость кратно увеличивается, принимая значение 43–44 мПа · с (при 20 °С).

В случаях малой эффективной толщины продуктивного пласта (1,0–1,5 м), низкой проницаемости и высокой вязкости флюида скважина начинает работать на пороге рентабельности.

Не последним по значимости является фактор повышения обводнённости скважин вследствие некачественного цементирования и появления заколонной циркуляции, а также непреднамеренного вскрытия водоносных горизонтов при применении кумулятивной перфорации. Данная ситуация является практически рядовой, т.к. зачастую продуктивные пласты залегают в непосредственной близости от водоносных контуров. Применение кумулятивных перфораторов, даже в случае качественного цементирования, может привести к нарушению связи цемента в системе «колонна – цемент», «цемент – пласт», что в свою очередь приводит к забору воды с близлежащих пластов.

Методы увеличения нефтеотдачи на Западно-Хоседаюском месторождении

Исходя из вышеперечисленных причин снижения нефтеотдачи, МУН, применяемые на Западно-Хоседаюском месторождении, можно условно разделить на 3 категории:

1) борьба с АСПО;
2) борьба с обводнением;
3) обработка призабойной зоны скважины.

В качестве методов борьбы с АСПО зачастую применяют химическое, механическое и тепловое воздействие.

К механическому воздействию относятся так называемые скребки, которые спускаются на стальной проволоке в колонну НКТ без отключения насосной установки. Такие устройства представляют собой пару сдвоенных «ножей» на гибком соединении, сцепленных с ломом-утяжелителем. Скребок, спускаясь на заданную глубину, срезает образовавшиеся АСПО, которые выносятся из колонны НКТ потоком восходящей жидкости. Периодичность таких операций сильно разнится для каждой скважины. В среднем требуется производить 1 СПО скребка в 6–7 часов.

На Западно-Хоседаюском месторождении применяются два типа установок для СПО скребка – УДС (установка депарафинизации скважин) и автоматическая лебёдка Сулейманова.

УДС представляет собой блок управления приводом лебёдки, который располагается на значительном удалении от скважины (10–15 м). Лебёдка находится непосредственно в блоке управления, а проволока от лебёдки идёт через ролик лубрикатора и обвязывается со скребком.

Автоматическая лебёдка Сулейманова монтируется на лубрикатор скважины и является одновременно и лебёдкой, и редуктором, и блоком управления.

К тепловым методам, в первую очередь, относится использование греющих кабелей различной системы и реже применение АДПМ.

Хорошо известна технология применения греющего кабеля, когда УЭЦН спускается в скважину параллельно с гибкой колонной. На Западно-Хоседаюском месторождении применяется также менее известная технология, когда греющий кабель спускается в колонну НКТ уже после запуска скважины в работу. Такую операцию выполняет отдельная подрядная организация, специализирующаяся именно на технологиях теплового воздействия.

Суть технологии заключается в следующем. Небольшой греющий модуль, соединённый с кабелем, также имеющим свойство нагрева, спускается на специальной установке через лубрикатор и коренную задвижку до заданной глубины. Свободный конец кабеля на поверхности подключается к источнику электроснабжения. Явным недостатком такого метода является необходимость извлечения кабеля до начала ремонтных работ, что может вызвать дополнительные трудности в условиях большого количества АСПО и привести к дополнительным затратам времени.

В исключительных случаях для расплавления парафинистой пробки применяют АДПМ (агрегат депарафинизации передвижной). Применение данного агрегата является крайне нежелательным, используют его, как правило, для восстановления проходных каналов в трубопроводах, а не в скважинах. Опасность применения АДПМ связана, в первую очередь, с высокими температурами и давлениями при закачке рабочего агента. Такой метод борьбы с АСПО при несоблюдении техники безопасности может привести к серьёзным травмам рабочего персонала. Кроме того, имеет место негативное воздействие и на оборудование.

Так как АДПМ нагревает нефть до температур, превышающих рабочий диапазон УЭЦН, это может вызвать неисправности и отказ установки, а также достаточно частые случаи расплавления пластиковой изоляции КПБП в зоне кабельного ввода планшайбы. Такого рода неисправность невозможно устранить силами ЦДНГ и приходится прибегать к помощи бригады КРС.

Наиболее редким методом борьбы с АСПО является химический метод. Суть его заключается в подаче растворителей и ингибиторов парафиноотложения в интервал забора жидкости. При монтаже УЭЦН бригадой КРС также монтируется распылитель, который крепится к пластиковой трубке и закрепляется на 1,5 м выше приёмной сетки насоса. Трубка намотана на барабан аналогично с КПБП, и спуск аналогичен спуску УЭЦН с греющим кабелем. Трубка крепится отдельно от КПБП, что приводит к увеличенному расходу поясов крепления и увеличению времени затрат. Кроме того, из-за повышенной хрупкости трубки спуск производится с ограниченной скоростью (0,1 м/с), что увеличивает время на СПО УЭЦН на 200–250 %.

В качестве борьбы с обводнением применяют классические методы изоляции водоносных контуров и снижения их проницаемости. В качестве изоляционных методов применяют цементирование отдельных интервалов ствола скважины, восстановление цементного кольца, установку разбуриваемых пробок и взрыв-пакеров.

Для снижения проницаемости водоносных контуров применяют закачку полимерных композиций селективного действия на основе полиакриламида. В качестве коагулянта при работе с такими композициями используют ацетат хрома.

Особое внимание следует уделить нетривиальному методу борьбы с обводнённостью – это метод «щадящего» вскрытия продуктивных пластов с применением гидромеханического прокалывающего устройства. Данный метод, с одной стороны, лишь косвенно относится к методам борьбы с обводнённостью, однако в случае залегания продуктивного пласта в непосредственной близости с ВНК данный метод является безальтернативным.

Суть метода заключается в применении перфоратора, не оказывающего негативного ударного воздействия на эксплуатационную колонну за счёт отсутствия взрывчатых материалов (фугасность = 0). Перфоратор продавливает эксплуатационную колонну, формируя «окно» 20 мм на 40 мм с последующим адресным гидромониторным воздействием. Эффект от такого воздействия значительно выше, чем в известных методах гидромеханического вскрытия, т.к. гидромониторная насадка выходит за пределы эксплуатационной колонны и цементного кольца, производя намыв каверны и находясь непосредственно в продуктивном пласте.

В качестве воздействия на ПЗП традиционно используются СКО и СКВ. Так как нефтеносные горизонты Западно-Хоседаюского месторождения приурочены в основном к фаменскому ярусу верхнего девона и представлены на 97 % карбонатными породами, то в качестве рабочего агента используется 12–15 %-ная соляная кислота с добавлением уксусной кислоты и ПАВ (в качестве ПАВ используется ИВВ-1 и МЛ).

СКО проводится, как правило, с применением двухпакерной компоновки для изоляции различных интервалов перфорации друг от друга.

В случаях, когда водоносный и нефтеносный интервалы находятся в непосредственной близости друг от друга, использование такой компоновки позволяет проводить закачку полимерной композиции в один пласт и солянокислотной композиции в другой за один цикл СПО.

Анализ рекомендуемых для внедрения геолого-технических мероприятий

На Западно-Хоседаюском месторождении разрабатываются карбонатные коллектора трещиновато-порового типа. В процессе разработки таких коллекторов могут возникать различного рода проблемы, уменьшающие дебит скважин по нефти и снижающие эффективность разработки месторождения:

– прогрессирующее обводнение продукции добывающих скважин в результате характера смачиваемости и трещиноватости карбонатных коллекторов;
– выпадение асфальто-смоло-парафиновых веществ;
– разгазирование нефти в призабойной зоне при снижении давления ниже давления насыщения;
– обводнение добываемой продукции скважин за счёт нарушения эксплуатационной колонны;
– возникновение заколонных перетоков за счёт некачественного цементного кольца, прорыва закачиваемых вод от нагнетательных скважин;
– подтягивания воды по системе вертикальных трещин или образования конуса обводнения и т.п.

Наличие тех или иных вышеуказанных проблем во многом зависит от конкретных геолого-физических условий, обоснованности системы разработки, полноты выполнения проектных решений и т.д. Поэтому заблаговременное рассмотрение возможных причин снижения эффективности разработки и обоснование возможных путей решения этих проблем позволит повысить в целом как эффективность разработки месторождения, так и увеличить конечную нефтеотдачу пласта.

В этой связи рассмотрим мероприятия, направленные на повышение эффективности работы добывающего фонда. Для условий рассматриваемого месторождения с целью интенсификации текущей добычи нефти можно рекомендовать следующие физико-химические технологии:

– кислотные обработки на основе соляной либо уксусной кислот;
– обработки кислотными микроэмульсиями на основе ПАВ «НЕФТЕНОЛ»;
– изоляция водопритоков в скважинах;
– применение различных методов вибровоздействия на призабойную зону;
– гидродинамические методы повышения нефтеотдачи.

Предлагаемые методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи не могут быть в полном объёме применены в период начальной стадии разработки месторождения. Однако необходимо проводить подготовку к возможному их применению в дальнейшем путём сбора и систематизации геолого-промысловой информации.

Литература:

1. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 томах: учебное пособие. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021. – Т. 1–2.

2. Гула Е.В., Черницкий А.В. Методика интерпретации скважинных имиджей на примере карбонатных отложений Северо-Хоседаюского месторождения // Исследование технологий повышения эффективности разработки нефтяных месторождений: сборник научных трудов / Под редакцией А.В. Фомкина, С.А. Жданова. – М. : АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт», 2018. – С. 113–130.

3. Гундерин И.И., Савенок О.В. Анализ проведения геолого-технических мероприятий на Чедтыйском нефтяном месторождении // Прикладные вопросы точных наук: материалы V Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и преподавателей (30–31 октября 2021 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский механико-технологический институт, 2021. – С. 117–121.

4. Долингер А.А., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГТМ механическими методами на Харьягинском месторождении // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 151–162.

5. Дуркин В.В., Ткаченко П.Е., Махмудов А.Э. Анализ современных технологий вторичного вскрытия пласта // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции (6–7 февраля 2020 года): в 2 частях / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2020. – Ч. 2. – С. 73–78.

6. Матейчук Л.В., Савенок О.В. Моделирование показателей проведения ГТМ на скважинах Южно-Терехевейского месторождения и анализ их эффективности // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 292–311.

7. Нешков А.И., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 2. – С. 172–185.

8. Рогачёв М.К., Мардашов Д.В., Стрижнев К.В. Разработка технологий глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте // Записки Горного института. – 2007. – Т. 173. – С. 20–22.
9. Рогачёв М.К., Кондрашев А.О. Обоснование технологии внутрипластовой водоизоляции в низкопроницаемых коллекторах // Записки Горного института. – 2016. – Т. 217. – С. 55–60.
10. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 3 (6). – С. 97–120.
11. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ геолого-промысловой информации для проектирования геолого-технических мероприятий на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 312–327.
12. Сансиев Г.В., Бенч А.Р., Казаков Н.С., Сыромятников Н.И. Использование фильтрационной модели карбонатного коллектора для повышения показателей разработки Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 27–29.
13. Сафиуллина Е.У. Использование химреагентов для повышения эффективности работы установок электроцентробежного насоса // Бурение и нефть. – 2003. – № 11. – С. 24–26.
14. Сафиуллина Е.У., Сайченко Л.А. Обоснование системы разработки нефтяного месторождения с применением водоизоляционных работ // World science: problems and innovations: сборник статей LIII Международной научно-практической конференции (30 апреля 2021 года, г. Пенза). – Пенза : ООО «Наука и Просвещение», 2021. – С. 88–92.
15. Тананыхин Д.С., Шагиахметов А.М., Кораблев Е.М. Лабораторные исследования энергоэффективной технологии повышения коэффициента извлечения нефти из карбонатных обводнённых коллекторов // Мир науки. – 2015. – № 2. – С. 24–36.
16. Хасанов М.М., Мальцев А.А. Моделирование кислотной обработки полимиктового коллектора // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – № 5. – С. 678–687.

References:

1. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: in 2 volumes: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University Publishing House, 2021. – Vol. 1–2.
2. Gula E.V., Chernitsky A.V. The method of interpreting well images on the example of carbonate deposits of the Severo-Khosedayuskoye field // Study of technologies for improving the efficiency of oil field development: a collection of scientific papers / Edited by A.V. Fomkina, S.A. Zhdanov. – M. : JSC «All-Russian Oil and Gas Research Institute», 2018. – P. 113–130.
3. Gunderin I.I., Savenok O.V. Analysis of the implementation of geological and technical measures on the Chedtyskoye oil field // Applied issues of exact sciences: materials of the V international scientific and practical conference of students, graduate students and teachers (October 30–31, 2021, Armavir). – Armavir : Armavir Institute of Mechanics and Technology, 2021. – P. 117–121.
4. Dolinger A.A., Savenok O.V. Analysis of the effectiveness of well interventions using mechanical methods at the Kharyaginskoye field // Readings of A.I. Bulatov. – 2021. – Vol. 1. – P. 151–162.
5. Durkin V.V., Tkachenko P.E., Makhmudov A.E. Analysis of modern technologies for the secondary opening of the reservoir // Rassokhin readings: materials of the International Conference (February 6–7, 2020): in 2 parts / Edited by N.D. Tskhadai. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2020. – Part 2. – P. 73–78.
6. Mateychuk L.V., Savenok O.V. Modeling of indicators of geological and technical operations at the wells of the Yuzhno-Terekheveyskoye field and analysis of their effectiveness // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2021. – № 4. – P. 292–311.
7. Neshkov A.I., Savenok O.V. Analysis of the hydrochloric acid treatment of wells of the Severo-Khosedayuskoye oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2021. – № 2. – P. 172–185.
8. Rogachev M.K., Mardashov D.V., Strizhnev K.V. Development of technologies for killing and stimulating oil wells during underground repairs // Journal of Mining Institute. – 2007. – Vol. 173. – P. 20–22.
9. Rogachev M.K., Kondrashev A.O. Justification of the technology of insitu waterproofing in low-permeability reservoirs // Journal of Mining Institute. – 2016. – Vol. 217. – P. 55–60.
10. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery of the reservoir and ways to increase it // Bulletin of student science of the department of information systems and programming. – 2018. – № 3 (6). – P. 97–120.
11. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of geological and field information for the design of geological and technical measures at the Yuzhno-Russkoye oil and gas condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2021. – № 4. – P. 312–327.
12. Sansiev G.V., Bench A.R., Kazakov N.S., Syromyatnikov N.I. Using a filtration model of a carbonate reservoir to improve the performance of the development of the Severo-Khosedayuskoye oil field // Oil industry. – 2013. – № 8. – P. 27–29.
13. Safiullina E.U. The use of chemicals to improve the efficiency of electric centrifugal pump installations // Drilling and oil. – 2003. – № 11. – P. 24–26.
14. Safiullina E.U., Saichenko L.A. Justification of the oil field development system with the use of waterproofing works // World science: problems and innovations: collection of articles of the LIII International Scientific and Practical Conference (April 30, 2021, Penza). – Penza: «Science and Education» LLC, 2021. – P. 88–92.
15. Tananykhin D.S., Shagiakhmetov A.M., Korablev E.M. Laboratory studies of energy-efficient technology for increasing the oil recovery factor from watered carbonate reservoirs // World of science. – 2015. – № 2. – P. 24–36.
16. Khasanov M.M., Maltsev A.A. Modeling acid treatment of a polymictic reservoir // Journal of Mining Institute. – 2021. – Vol. 251. – No. 5. – P. 678–687.