



Газпром нефть: Цифровое интегрированное моделирование в процессе управления заводнением

Gazprom Neft: Reservoir Pressure Maintenance - Digitally Integrated Models for Water Injection Management

Повышев Константин Игоревич, ООО «Газпромнефть НТЦ», заместитель начальника департамента по инжинирингу крупных проектов Департамента концептуального проектирования;
Валиев Ринат Муллаянович, ООО «Газпромнефть НТЦ», начальник отдела Департамента концептуального проектирования;
Речкин Михаил Геннадьевич, ООО «Газпромнефть НТЦ», главный специалист технологического отдела Департамента концептуального проектирования;
Перец Дмитрий Сергеевич, ООО «Газпромнефть НТЦ», Главный специалист управления комплексного проектирования разработки;
Хамидуллин Ринальд Дамирович, ООО «ИТСК», генеральный директор

Konstantin Povyshev, Gazpromneft NTC LLC, Deputy Manager, Large Project Engineering, Concept Design;
Rinat Valiev, Gazpromneft NTC LLC, Manager, Concept Design;
Mikhail Rechkin, Gazpromneft NTC LLC, Chief Specialist, Production, Concept Design;
Dmitry Perets, Gazpromneft NTC LLC, Chief Specialist, Integrated Design Development Department;
Rinald Khamidullin, ITSC LLC, Managing Director

Перед Компанией стоит стратегическая цель – достижение полки добычи нефти в 100 млн.т н.э. Для реализации этой цели необходимо наращивать ресурсную базу, вводить в эксплуатацию новые месторождения, а также работать с базовой добычей на действующем фонде скважин.

В настоящее время в Компании на 95% месторождений реализована система поддержания пластового давления (ППД). Данная система является ключевой при разработке нефтяного месторождения, состояние и работа которой напрямую влияет на обеспечение необходимых параметров работы пласта, режимов вытеснения и, следовательно, добычу нефти. Однако, почти все Дочерние Общества ГПН сталкиваются с проблемами анализа и интерпретации промысловой информации, в связи длительностью и трудоемкостью процесса, и вытекающим из этого, не очевидным, результатам. Поэтому не всегда имеется понимание в какой части системы имеется проблема – в пласте, скважине или инфраструктуре.

Обратимся к известной формуле, используемой для определения коэффициента извлечения нефти (КИН) (1):

$$\text{КИН} = K_{\text{ОХВ}} \times K_{\text{ВЫТ}}, \quad (1)$$

One of the Company's highest strategic goals is to achieve an oil production rate of 100 million tons of oil equivalent. This goal requires an expanded resource potential, new oil fields being brought into production and enhanced production from the current wells.

At the moment, the Company has a reservoir pressure maintenance system (RPM) in place, in 95% of its fields. This system is a key element in oil field development while its health and operation is directly linked to the requisite reservoir operational factors and drive mechanisms, and, consequently, oil production. However, nearly all Gazprom Neft subsidiaries face issues of field data analysis and interpretation due to the lengthy and exhaustive process and the outcomes are not always clear. Thus it is not always apparent which part of the system, i.e. the formation, oil well or infrastructure, is causing the trouble.

We use a well-known equation for estimating oil recovery factor (1):

$$\text{КИН} = K_{\text{ОХВ}} \times K_{\text{ВЫТ}}, \quad (1)$$

Where $K_{\text{ОХВ}}$: Volumetric sweep efficiency

$K_{\text{ВЫТ}}$: Oil displacement efficiency

$K_{\text{ОХВ}}$: Ratio of the connected reservoir volume swept by

где $K_{\text{выт}}$: коэффициент охвата;

$K_{\text{охв}}$: коэффициент вытеснения;

$K_{\text{охв}}$: отношение объема части залежи охваченной дренированием пластовых флюидов к ее общему объему. Коэффициент охвата характеризует влияние прерывистости (чередования проницаемых и непроницаемых тел) на показатели фильтрации – т.е. степень уменьшения дренируемого объема пласта по сравнению со случаем отсутствия в нем непроницаемых тел.

Главной задачей при разработке является полное вовлечение объемов залежи в процесс дренирования. Но при высокой степени неоднородности или существенном различии в подвижности нефти и вытесняющего агента эффективность заводнения снижается, что выражается в снижении коэффициента охвата. Основной причиной является неравномерность продвижения фронта закачиваемой воды по площади и разрезу пласта.

$K_{\text{выт}}$: отношение объема нефти, вытесненной водой из образца породы или модели пласта до полного обводнения получаемой продукции, к начальному объему нефти, содержащейся в образце породы или модели пласта.

Величина коэффициента вытеснения увязывается с многими факторами и не является постоянным в процессе разработки коллектора. Исследования механизма вытеснения нефти водой из пород-коллекторов показывают, что величину коэффициента вытеснения определяют такие петрофизические характеристики коллектора, как неоднородность структуры порового пространства, размеры пор, удельная поверхность, вещественный состав и смачиваемость коллектора, а также характеристики пластовых жидкостей - вязкость и состав нефти, межфазное натяжение нефти на границе с вытесняющим агентом и температура.

Снижение вышеописанных показателей определения коэффициента извлечения нефти, вследствие возникающих проблем, приводит к сокращению базовой добычи опережающими темпами и недостижению проектного КИН.

К основным проблемам разработки и управления заводнением нефтяного месторождения можно отнести:

- неравномерная компенсация (разность пластового давления по ячейкам заводнения, влияющая на $K_{\text{выт}}$);
- обводнение добывающего фонда опережающими темпами
- непроизводительная закачка.

the injected fluid to the total reservoir volume. The volumetric sweep efficiency describes the relationship between discontinuity (alternating permeable and non-permeable formations) and filtration properties, i.e. a reduction in the producible volume in the formation compared to the absence of non-permeable zones.

A primary aim during development is to fully involve the reservoir volume in the production process. However, when the heterogeneity is high or the difference between oil mobility and the flooding medium mobility is greater, the efficiency of the water injection is diminished. This is evidenced by a drop in volumetric sweep efficiency. The main reason is caused by uneven injected water advancing across the formation area and into the depths.

$K_{\text{выт}}$: Is the ratio of the oil volume driven by water movement from a core sample or laboratory formation up to complete sweeping of the recovered core sample to the initial oil volume contained in the core sample or laboratory formation.

The oil displacement efficiency correlates with many factors and is not constant over the course of a reservoir's production. The study of the oil / water displacement mechanism for the reservoir rock shows that such petrophysical rock properties as irregular pore space organization, pore size, specific area, composition and wetting characteristics of the reservoir rock along with the reservoir fluid properties, i.e. oil viscosity and composition, oil / driving medium interfacial tension, and temperature, all impact oil displacement efficiency.

A decrease in these underlying parameters of oil displacement efficiency due to the emerging issues results in an exponential base production shrinkage and missed oil recovery.

The major challenges to develop and manage water injection in an oil field include:

- Differences in voidage replacement (reservoir pressure differential within the water injection pattern, which has an impact on $K_{\text{выт}}$)
- Higher water injection in the wells
- Inefficient water injection.

The question is then: how to maintain and increase production by enhancing the water injection system?

An oil field is a complex balanced hydrodynamic system consisting of the subsurface portion of the well and its surface infrastructure. Each part of the system in the Company's current properties is modeled separately, in order to eliminate any interaction between them. It may eventually lead to a bad decision making in development and may have irreparable consequences for the oil field. It is not possible to manage all systems online simultaneously.

Возникает вопрос – как сохранить и увеличить добычу, оптимизируя систему заводнения?

Нефтяное месторождение представляет собой сложную равновесную гидродинамическую систему, включающую в себя подземную часть, скважины и наземную инфраструктуру. Каждая часть системы на текущих активах Компании моделируется отдельно, тем самым не учитываются взаимовлияния систем друг на друга. Что может привести, в конечном результате, к неправильному принятию решений по разработке и необратимым последствиям для месторождения. Нет возможности управлять в режиме «онлайн» всеми системами одновременно.

Для решения данной задачи необходимо использовать программное обеспечение для интегрированного моделирования. Цифровая модель ППД объединяет ПЛАСТ, СКВАЖИНУ и ИНФРАСТРУКТУРУ в единую систему. При изменении режима работы одной части системы можно отследить изменение в работе остальных частей. Учитывается интерференция скважин. При помощи данной модели мы сможем управлять заводнением поскважинно. И проследить каждую часть системы «КНС-ВОДОВОДЫ-СКВАЖИНА-ПЛАСТ» до забоя каждой скважины, выявлять проблемы и искать оптимальные решения. Модель поможет определить необходимый расход закачки и подобрать устьевое и глубинное оборудование для каждой скважины.

При комплексном моделировании необходимо кросс-функциональное взаимодействие геолога-разработчика и технолога. Геолог-разработчик берет на себя задачи моделирования пласта, выделение первоочередных ячеек заводнения, планирует геолого-технические мероприятия на нагнетательном фонде, и передает планируемые мероприятия в качестве исходных данных Технологу. Технолог на цифровой модели проверяет возможность реализации данных мероприятий, выполняет подбор оборудования (штуцеров, НКТ), делает экономическую оценку предлагаемых мероприятий и передает обработанные результаты обратно геологу. Проведя несколько итераций в таком синергетическом взаимодействии, на выходе получаем РЕЗУЛЬТАТ:

- мероприятия по оптимизации режимов работы системы ППД;
- получение дополнительной добычи углеводородов;
- уменьшение холостой прокачки;
- подбор режимов работы инфраструктуры для нестационарного заводнения;
- комплексное сопровождение по управлению заводнением.

В качестве пилотного проекта выбрана Сугмутская группа месторождений. Закачка рабочего агента

To address this challenge, we will use an integrated modeling software. The RPM digital model brings the formation, oil well, and infrastructure together into a single system. When the operating conditions in any part of the system change, the differences in the operation of its other parts can be tracked. Mutual well interference is factored in. This model makes it possible to manage water injection in each individual well and also to track any portion of the single Cluster Pump Station (CPS)-Water Lines-oil Well-formation System down to each well-bottom hole, diagnosing the problems and identifying their best solutions. The model will assist in determining an adequate injection flow-rate and selecting suitable well-head and down-hole equipment for each well.

During consolidated modeling, the development geologist and process engineer work together in a cross-functional team. The development geologist assumes the job of formation modeling, prioritizing the water injection patterns, scheduling interventions in the injection wells, and submitting the planned operations as a data basis to the process engineer.

Using the digital model, the process engineer evaluates the feasibility of these interventions, selects equipment (chokes, string), prepares a cost estimate for the operations, and returns the compiled results to the geologist. After a few iterations within such synergistic collaboration, we obtain the result at the end:

- Activities to improve the RPM system's operation
- Increase in hydrocarbon production
- Reduction in useless water injection
- Selection of the infrastructure operating conditions for cyclic water injection
- Comprehensive support for water injection management

The Sugmut Field Cluster was selected for the pilot project. 4 cluster pump stations (CPS) are used to inject the injection fluid in the RPM system in the Sugmut Field Cluster. The KNS-1; 2 pumps are for the north of the field and the KNS-3A; 3B pumps are for the south of the field. Furthermore, the latter are connected within a single high pressure water line system. It was decided to pilot-test the cluster pump station (CPS)-water lines-oil well-formation digital model in a separate area within the RPM system. The KNS-2 RPM system coverage area was selected as a pilot section. 2 pumps with throttle control are operated in the pump station. There are currently 57 injection wells (Fig. 1).

Based on the modeling results, the model proves to be highly accurate against the actual operating results. The discrepancy between the estimated and actual parameters is not greater than 5%. However, the model analysis showed some inconsistency.

25-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

25th AZERBAIJAN INTERNATIONAL

CASPIAN OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.caspianoilgas.ru

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В АЗЕРБАЙДЖАНЕ

THE LEADING
OIL & GAS EVENT
IN AZERBAIJAN

29 МАЯ / MAY –
1 ИЮНЯ / JUNE
2018

БАКУ, АЗЕРБАЙДЖАН
BAKU, AZERBAIJAN

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY



CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.caspianoilgas.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

в систему ППД Сугмутского месторождения осуществляется через 4 кустовых насосных станции (КНС). На северной части месторождения насосными агрегатами КНС-1; 2 и южной – КНС-3А; 3Б. Причем последние объединены единой системой высоконапорных водоводов. Апробирование построения цифровой модели «КНС-водоводы-скважина-пласт» было решено провести на независимом участке системы ППД. В качестве пилотного участка выбрана зона охвата системы ППД КНС-2. В работе насосной станции находятся 2 насосных агрегата, регулирование режимов работы осуществляется посредством дросселирования. Действующий нагнетательный фонд - 57 скважин (Рис. 1)

По результатам моделирования наблюдается хорошая сходимость модели с фактическим режимом работы. Расхождение расчетных и фактических показателей составляют не более 5%. Однако, при анализе модели выявлены несоответствия.

Анализ по модели выполнялся в несколько шагов:

- **Шаг 1:** Выполнение расчета интегрированной модели по скважинам;
- **Шаг 2:** Отключение скважин, выполнение обычного гидравлического расчета до устья скважин;
- **Шаг 3:** Сравнение и анализ результатов. Если результаты идентичны, то проблема в инфраструктуре. Если имеются расхождения, то проблема в скважине. Необходимо провести анализ истории работы скважины.

По результатам расчетов модели на пилотном участке были выявлены следующие отклонения:

- направление и группа кустов с давлением ниже расчетного по причине наличия штуцерирующего участка;
- 2 скважины со сниженным пластовым давлением. Причиной является проведенные мероприятия по снижению закачки и мероприятия по выравниванию профиля приемистости. Вследствие чего компенсация по ячейке стала ниже необходимой;
- 2 скважины с непроизводительной закачкой из-за негерметичности эксплуатационной колонны;
- 16 скважин с пересыпанным интервалом перфорации;
- 3 скважины с возможным солеотложением на стенках НКТ.

Таким образом, при анализе промысловых данных и помощи цифровой модели, можно выявлять удаленно от месторождения несоответствия в работе системы ППД. Устранение которых необходимо в первую очередь.

Совместно с специалистами рабочей группы функции Геология и Разработка (ГиР) был проведен анализ фонда скважин Сугмутской группы. Выделена



Рис. 1. Пилотный участок

Fig. 1. Pilot area

The model was examined through a multi-step process:

- **Step 1:** Integrated model calculation for the wells
- **Step 2:** Well shut-in and conventional hydraulic analysis up to the well head
- **Step 3:** Result comparison and analysis. If the results are similar, then the issue lies inside the infrastructure. If there are any discrepancies, then the issue is in the well. The well operation history needs analysis.

The model calculation for the pilot area revealed the following discrepancies:

- Direction and cluster group at a pressure below the design goal due to the choke flow area
- 2 wells had lower reservoir pressure. This was caused by the activities carried out to reduce water injection and adjust injectivity; as a consequence, voidage replacement within the pattern fell below the required level
- 2 wells had inefficient water injection resulting from a leaking production string
- 16 wells with a packed perforated interval
- 3 well with potential scale build-up on the string walls

In this way, the field data analysis and digital model is capable of revealing any discrepancies in the RPM system operation remotely from the field. Their repair should be considered a priority.

The wells in the Sugmut Field Cluster were analyzed in collaboration with a task group from the reservoir and petroleum engineering function. They identified the area where the system components best facilitate each other's operation (Target). They also detected the wells away from this area. The well position inside the chart helps predict



EXPOGROUND

МАРКЕТ

- Бесплатная регистрация и размещение
- Входящие лиды из Маркета
- Широкие возможности продвижения среди аналогов
- Скидка 30% на размещение баннеров на площадке Exproground.ru при публикации продукции до 1 мая



EXPOGROUND.RU



оптимальная зона взаимной работы частей системы (Цель). А также выявлены скважины, отклоняющиеся от данной зоны. Исходя из того в какую часть графика отклоняются скважины, можно предположить в какой части системы проблема – в КНС, водоводах, скважине или пласте (Рис. 2).

Путем расчетов проведена классификация кустов на 5 классов. На графике горизонтальная линия - среднее устьевое давление (Руст) для всего анализируемого объекта, вертикальная линия – соответствует равенству пластового (Рпл) и гидростатического давления (Ргс). Размер пузырьков – градация кустов по добыче за последний месяц.

- **Класс 1:** Область идеального соответствия устьевого давления закачки и пластового давления. Зона «Цель».
- **Класс 2:** Устьевое давление выше среднего, низкое пластовое давление. Подбираются кандидаты для перевода в ППД, проведение обработок призабойной зоны на нагнетательных скважинах. Задаются условия определения кандидатов – по текущему дебиту нефти и обводненности.
- **Класс 3:** Устьевое ниже среднего, пластовое низкое. Определяются кусты по которым необходимо увеличение Руст, оценивается дополнительная добыча нефти.
- **Класс 4:** Устьевое давление ниже среднего, пластовое выше гидростатического. Подбираются кандидаты под оптимизацию насоса, оценивается дополнительная добыча нефти от достижения целевого и минимального забойного давления (Рзаб).
- **Класс 1:** Высокое устьевое давление при пластовом давлении выше гидростатического. Определяются кусты по которым необходимо сокращение закачки.

Исходя из данной классификации были сформированы мероприятия по ограничению закачки и переводу скважин в ППД на пилотном участке. К классу 2 относятся кусты 2, 3, 15, 16, 19, зона кустов «недокачана», рассматриваются кандидаты для перевода в ППД. К классу 5 – кусты 11, 13, 6, 4, 22, 23, по которым необходимо ограничить закачку (Рис. 3).

По Сугмутской группе месторождений, при условии перевода всех скважин в «цель», дополнительная добыча нефти за 25 лет составит 6,8 млн. тонн.

Разработанные на модели оптимизационные мероприятия не требуют значительных капитальных вложений, их можно осуществить в рамках плановой операционной деятельности предприятия:

- подбор штуцеров;
- перевод скважин в ППД;

where the issues will arise: cluster pump station, water lines, oil well or formation (Fig. 2).

The clusters were divided through calculation into 5 classes. The horizontal line on the chart is an average well-head pressure (Руст) for the item under analysis as a whole while the vertical line represents a perfect match between the reservoir (Рпл) and hydrostatic head pressure (Ргс). The bubble size corresponds to the cluster production ranking in the last month.

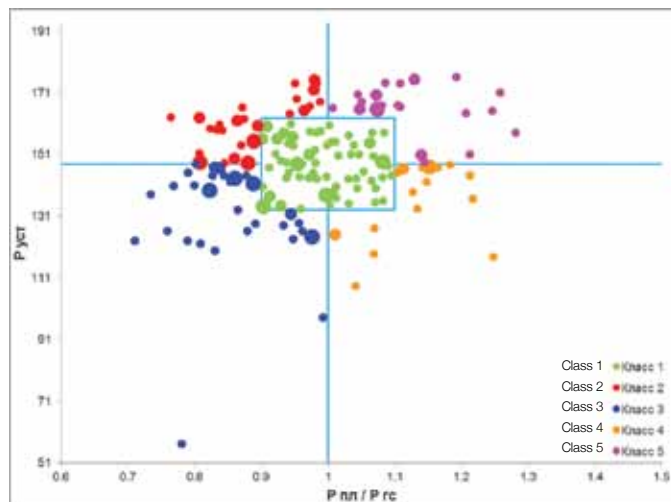


Рис. 2. График «ЦЕЛЬ»

Fig. 2. The TARGET chart

- **Class 1:** The area where well-head injection pressure perfectly matches the reservoir pressure. The Target area
- **Class 2:** Well-head pressure is above average, while reservoir pressure is low. The candidate wells for the pressure maintenance program and bottom-hole treatment in the injection wells are to be selected. This provides conditions for the selection of candidate wells based on current oil rate and water cut.
- **Class 3:** Well-head pressure is below average, and reservoir pressure is low. The clusters for raising Руст are to be identified, and an oil production increment is to be assessed.
- **Class 4:** Well-head pressure is above average while reservoir pressure exceeds hydrostatic head pressure. The candidate wells for pump improvement are to be selected, and an oil production increment from attaining the target and minimum bottom hole pressure (Рзаб) is to be assessed.
- **Class 5:** Well-head pressure is high at a reservoir pressure above hydrostatic head pressure. The clusters for water injection reduction are to be identified.

This classification formed the core for water injection restriction operations and initiating pressure maintenance program in the wells inside the pilot area. Clusters 2, 3, 15, 16, and 19 fall under class 2 where



Рис. 3. Схема пилотного участка с границами мероприятий

- проведение интенсификации добычи нефти;
- вывод из эксплуатации скважин с непроизводительной закачкой;
- регулирование режимов работы насосных агрегатов КНС

Оценен экономический эффект от реализации мероприятий. С учетом затрат на транспортировку, подготовку, электроэнергию в первые 5 лет годовой NPV составляет порядка 500 млн. рублей и к концу расчетного периода снижается к минимуму. Накопленный NPV за 25 лет – 9.5 млрд. рублей.

Выводы:

- Построена комплексная модель.
- На основе модели были разработаны мероприятия направленные на оптимизацию работы оборудования и перераспределение компенсации по ячейкам заводнения и вытеснение ранее недренируемой нефти:
 - изменение пластового давления в г гидродинамической модели пласта;
 - очистка призабойной зоны пласта на 16 скважинах;
 - увеличение приемистости скважин методами обработки призабойной зоны;
 - регулирование режима насосных агрегатов.
- При реализации мероприятий имеется потенциал получить дополнительно 6,8 млн.т нефти по

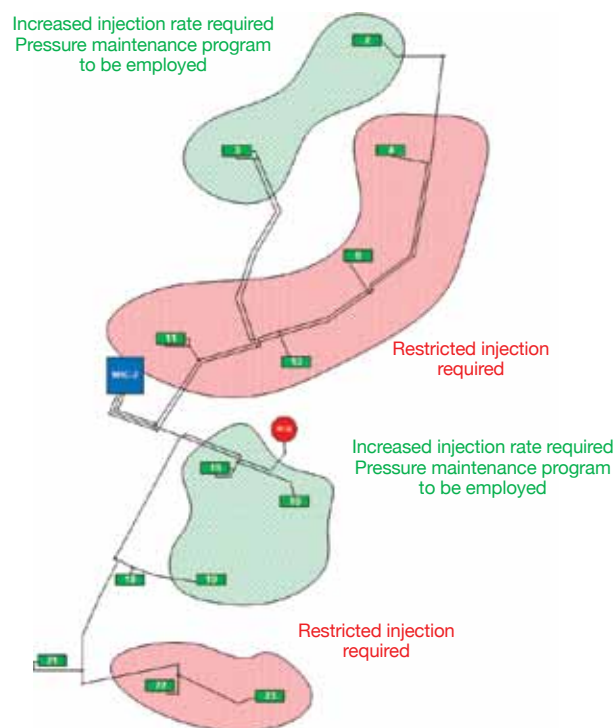


Fig. 3. Pilot area layout showing the operation scope

the cluster area is under-injected, and the candidate wells for the pressure maintenance program are to be considered. Clusters 11, 13, 6, 4, 22, and 23 are listed as class 5 where water injection is to be restricted.

If all wells in the Sugmut Field Cluster shift to the Target, an additional oil production of 6.8 million tons would be add over 25 years.

The model generated enhancements do not require any considerable capital investment and may be implemented within the company's normal routine:

- Choke selection
- Including wells for pressure maintenance
- Well simulation
- Well decommissioning if water injection is inefficient
- Optimizing pump operation in the CPS

We have assessed the financial benefits from the efforts. Given the shipping, preparation, and power costs in the first 5 years, an annual NPV is around 500 million rubles, declining to a minimum at the end of the calculation period. The cumulative 25-year NPV is 9.5 billion rubles.

Conclusion

- We have generated a comprehensive model.
- Based on the model, we have developed strategies aimed at optimizing equipment operation and adequately balancing voidage within the water injection

Сугмутской группе месторождений, тем самым обеспечим прирост добычи на 20%.

- Предлагаем тиражировать методику в Компании.

Список литературы

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985.
2. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. – М.: Недра, 1996.
3. Васильев Г.Г. Коробков Г.Е., Коршак А.А. (и др.)/ под ред. Байнштока С.М. Трубопроводный транспорт нефти В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002 – Т. 1.
4. Чикин В.В., Нилов Р.В., Исламов И.И. (и др.). Критерии выбора насосного оборудования для повышения энергоэффективности системы поддержания пластового давления – М.: Нефтяное хозяйство. – 2015. – №12.
5. Шевелев М.Б., Онегов А.В. (и др.) Обобщение результатов применения циклического заводнения на примере месторождения Западной Сибири. – М: Нефтяное хозяйство. – 2013. – №1.

Авторы статьи:

Повышев Константин Игоревич, ООО «Газпромнефть НТЦ», заместитель начальника департамента по инжинирингу крупных проектов Департамента концептуального проектирования;

Валиев Ринат Муллаянович, ООО «Газпромнефть НТЦ», начальник отдела Департамента концептуального проектирования;

Речкин Михаил Геннадьевич, ООО «Газпромнефть НТЦ», главный специалист технологического отдела Департамента концептуального проектирования;

Хамидуллин Ринальд Дамирович, ООО «ИТСК», генеральный директор

Материал любезно предоставлен компанией ПАО «Газпром нефть» и журналом «PRНефть».



pattern, thus driving the earlier trapped oil into the well:

- Reservoir pressure change in the fluid flow simulation
 - Bottom-hole formation treatment in 16 wells
 - Well response increase through bottom hole treatment
 - Pump operation improvement
- The implemented strategies will make it feasible to increase oil production by 6.8 million tons from the Sugmut Field Cluster, thereby increasing production by 20%.
 - We therefore propose spreading this method across the Company.

References

1. Surguchev M. L. (1985). Secondary and Tertiary Oil Recovery. Moscow: Nedra
2. Lysenko V. D. (1996). Oil Field Development: Theory and Practice. Moscow: Nedra
3. Vasiliev G. G., Korobkov G. E., Korshak A. A. et al. (2002) (Vol. 1). In Baynshtok S. M. Oil Pipelines (2 vols). Moscow: Nedra Biznessentr
4. Chikin V. V., Nilov R. V., Islamov I. I. et al. (2015). Pump Selection Criteria to Increase the Energy Efficiency of Reservoir Pressure Maintenance System. Moscow: Neftyanoe Khozyaystvo, 12
5. Shevelev M. B., Onegov A. V. et al. (2013). Summarized Results for Cyclical Water Injection: Case Study of Western Siberia Oil Field. Moscow: Neftyanoe Khozyaystvo, 1

Authors of the article:

Konstantin Povyshev, Gazpromneft NTC LLC, Deputy Manager, Large Project Engineering, Concept Design;

Rinat Valiev, Gazpromneft NTC LLC, Manager, Concept Design;

Mikhail Rechkin, Gazpromneft NTC LLC, Chief Specialist, Production, Concept Design;

Rinald Khamidullin, ITSC LLC, Managing Director

Published with thanks to Gazprom Neft & PRNeft Magazine