

**ЭЛЕМЕНТЫ КОНЦЕПЦИИ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СКВАЖИНА»
ПРИ РАЗРАБОТКЕ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Елисеев Денис Владимирович, начальник отдела добычи нефти и газа, ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Адмиралтейская, 1 / 2, e-mail: Denis.Eliseev@lukoil.com

Завьялов Александр Александрович, инженер по добыче нефти и газа 1 категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Адмиралтейская, д. 1, корп. 2, e-mail: Aleksander.Zavyalov@lukoil.com

Минева Оксана Карловна, доктор экономических наук, профессор, Астраханский государственный университет, 414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 20а, e-mail: okmineva@rambler.ru

Минев Владислав Сергеевич, студент, Астраханский государственный технический университет, 414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 16, e-mail: minev98@icloud.com

Розенберг Екатерина Юрьевна, инженер по добыче нефти и газа 2 категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Адмиралтейская, д. 1, корп. 2, e-mail: Ekaterina.Rozenberg@lukoil.com

Саушин Александр Захарович, доктор технических наук, профессор, Астраханский государственный технический университет, 414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 16

В данной статье приведены результаты работы ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» по внедрению элементов концепции «Интеллектуальная скважина» при разработке месторождения им. В. Филановского. Представлены результаты применения многопозиционного клапана, позволяющего измерять помимо трубных и затрубных параметров еще и трубное давление ниже установки датчика в мандрель. Гипотезой исследования выступило определение дебита из материнского ствола двуствольной скважины путем расчета по замеренным параметрам. Применена PVT модель флюида, и определены ее основные параметры. Созданный инструмент позволяет оценивать работу каждого ствола в отдельности, что помогает рассчитать параметры работы скважины еще до ее фактического переключения на новый режим работы.

Ключевые слова: интеллектуальная скважина, месторождение им. В. Филановского, дебит, алгоритм расчета, двуствольные скважины, многопозиционный клапан, PVT модель флюида

**ELEMENTS OF THE CONCEPT «INTELLIGENT WELL»
IN SEA FIELD DEVELOPMENT**

Eliseev Denis V., Head of Oil and Gas Production Department, LLC "LUKOIL-Nizhnevolzhskneft", 1 / 2 Admiralteyskaya st., Astrakhan, 414056, Russian Federation, e-mail: ddd1979@mail.ru

Zavyalov Alexander A., Engineer for oil and gas production 1 categories, LLC "LUKOIL-Nizhnevolzhskneft", 1 / 2 Admiralteyskaya st., Astrakhan, 414056, Russian Federation, e-mail: Aleksander.Zavyalov@lukoil.com

Mineva Oksana K., D.Sc. (Economics), Professor, Astrakhan State University, 20a Tatishchev st., Astrakhan, 414056, Russian Federation, e-mail: okmineva@rambler.ru

Minev Vladislav S., student, Astrakhan State Technical University, 16 Tati-shchev st., Astrakhan, 414056, Russian Federation, e-mail: minev98@icloud.com

Rozenberg Ekaterina Yu., engineer for oil and gas production 2 categories, LLC "LUKOIL-Nizhnevolzhskneft", 1 / 2 Admiralteyskaya st., Astrakhan, 414056, Russian Federation, e-mail: rozenbergk@mail.ru

Saushin Alexander Z., D.Sc. (Engineering), Professor, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, 414056, Russian Federation, e-mail: a.saushin@mail.ru

This article presents the results of the work of OOO "LUKOIL-Nizhnevolzhskneft" on the introduction of elements of the concept «Intellectual well» in the development of the field. V. Filanovsky. The results of the application of the multi-position valve, which allows to measure, in addition to the pipe and annulus parameters, also the pipe pressure is lower than the probe installation in the mandrel. A hypotesis of the study was the determination of the production rate from the maternal trunk of a double-borehole by calculating the measured parameters. The PVT fluid model is applied and its basic parameters are determined. The created tool allows evaluating the operation of each barrel separately, which helps to evaluate the parameters of the well before it actually switches to a new mode of operation.

Keywords: intelligentwell, Filanovsky field, debit, algorithm of calculating, of dual wells, multiposition valve, PVT fluid model

Месторождение им. В. Филановского находится в северо-западной мелководной части Каспийского моря с глубинами 4–10 м, в 100 км восточнее Республики Калмыкия, 170 км южнее г. Астрахани, 40 км северо-восточнее Астраханского рейда, 20 км восточнее о. Малый Жемчужный.

Месторождение характеризуется как газоконденсатнонефтяное, многопластовое. Запасы УВ по месторождению составляют по категории:

• А + В₁: нефть (геологические / извлекаемые) – 300,221 / 127,421 млн т; газ (геологические / извлекаемые) – 29,761 / 25,488 млрд м³; конденсат (геологические / извлекаемые) – 1,641 / 1,094 млн т;

• В₂: нефть (геологические / извлекаемые) – 1,671 / 0,319 млн т; газ (геологические / извлекаемые) – 0,075 / 0,068 млрд м³; конденсат (геологические / извлекаемые) – 0,004 / 0,002 млн т [1].

Промышленная добыча на месторождении началась в октябре 2016 г. в результате ввода в эксплуатацию первой очереди обустройства.

На месторождении выявлены три залежи: газонефтяная в неокомскомнадъярусе, газоконденсатнонефтяная в аптском ярусе и газо-конденсатная в альбском ярусе. Основным эксплуатационным объектом разработки является неокомскийнадъярус, где сосредоточены основные запасы нефти месторождения.

Нефти классифицируются как особо лёгкие, незначительной вязкости, малосмолистые, высокопарафинистые. Растворённый газ метановый с повышенным содержанием этана и пропан-бутановых компонентов.

Сводный геологический разрез месторождения им. В. Филановского представлен на рисунке 1.

Одним из перспективных направлений разработки месторождения им. В. Филановского является внедрение концепции «Интеллектуальная скважина» (Intelligentwell). Под данной концепцией понимается скважина, которая работает самостоятельно исходя из режима, заданного гидродинамической или технологической моделью (наземной инфраструктурой), и способна самостоятельно подстраиваться под изменяющиеся условия системы (если это действующая эксплуатационная скважина) [2].

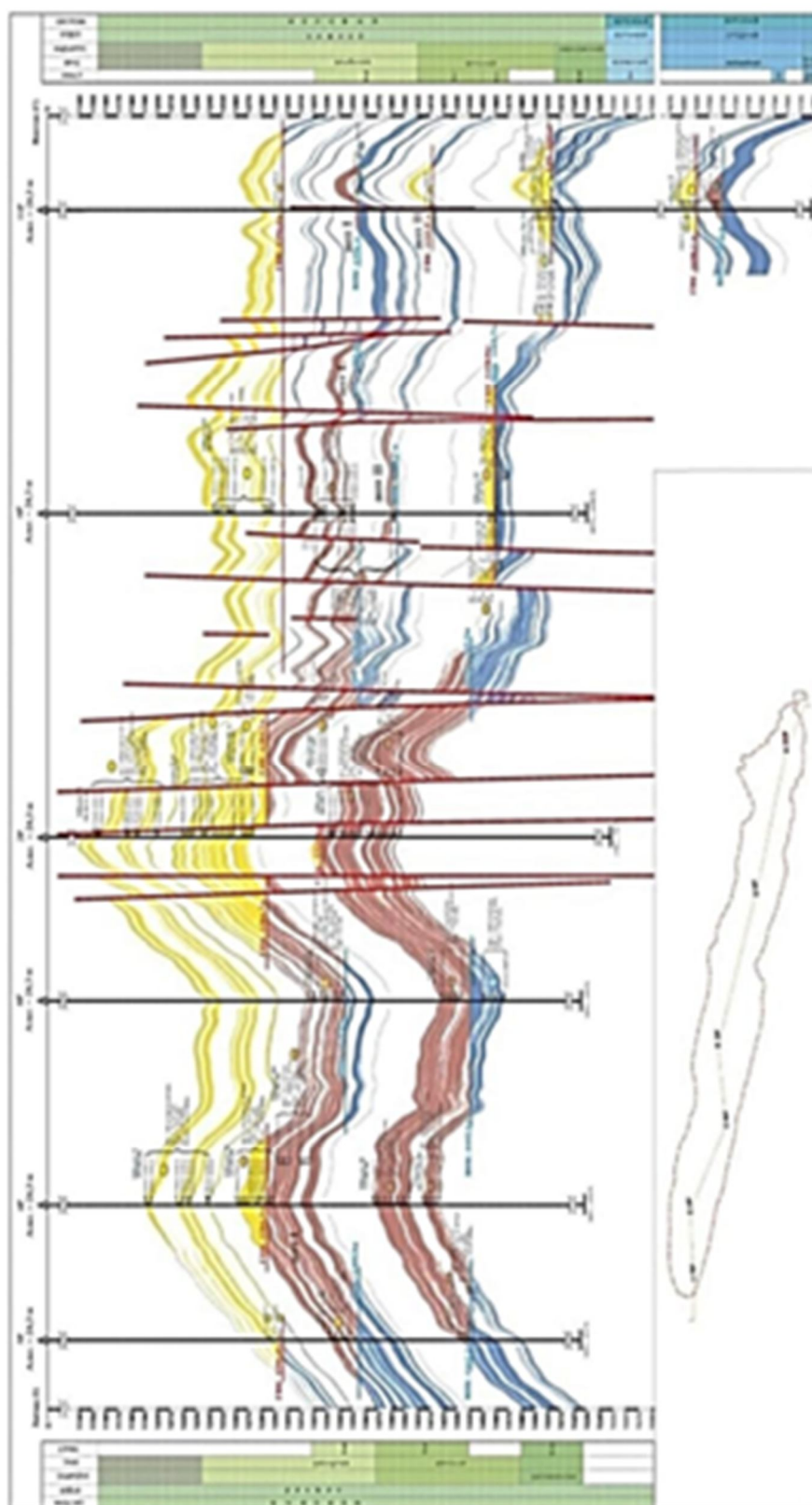


Рис. 1. Сводный геологический разрез месторождения им. В. Филановского [1]

В России впервые этот термин ввел в оборот в 1997 г. Валерий Владимирович Кульчицкий (исполнительный директор НТО нефтяников и газовиков им. И. Губкина, профессор, д.т.н., академик РАЕН). Он понимал под интеллектуальной скважиной информационный канал связи с забойной системой каротажа околоскважинного пространства и блоками датчиков в совокупности с вычислительной системой, связанной с базами данных и знаний, и забойным устройством управления, регулирующим поток жидкости в процессе эксплуатации. По мнению, профессора В.В. Кульчицкого, «...Под интеллектуальными скважинами неверно понимаются технико-технические решения в области автоматизации и телемеханизации процессов нефтегазодобычи... Огорчает общая боль российских ученых-нефтяников: техника и технологии интеллектуального заканчивания скважин разрабатываются и поставляются из-за рубежа. Ни один из нефтегазовых гигантов не готов к финансированию проектов, которые могли бы обеспечить интеллектуальную безопасность России в этом направлении... Присутствие интеллекта... подразумевает возможность самостоятельной оптимизации множественных внутренних параметров системы...» [2].

В настоящее время на ЛСП-1 месторождения им. В. Филановского реализованы две скважины, на ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского – одна скважина. Говорить о том, что данные скважины в полном объеме реализуют концепцию «интеллектуальной скважины» сегодня не приходится. Однако практики компании ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» не боятся экспериментировать с технологией верхнего заканчивания.

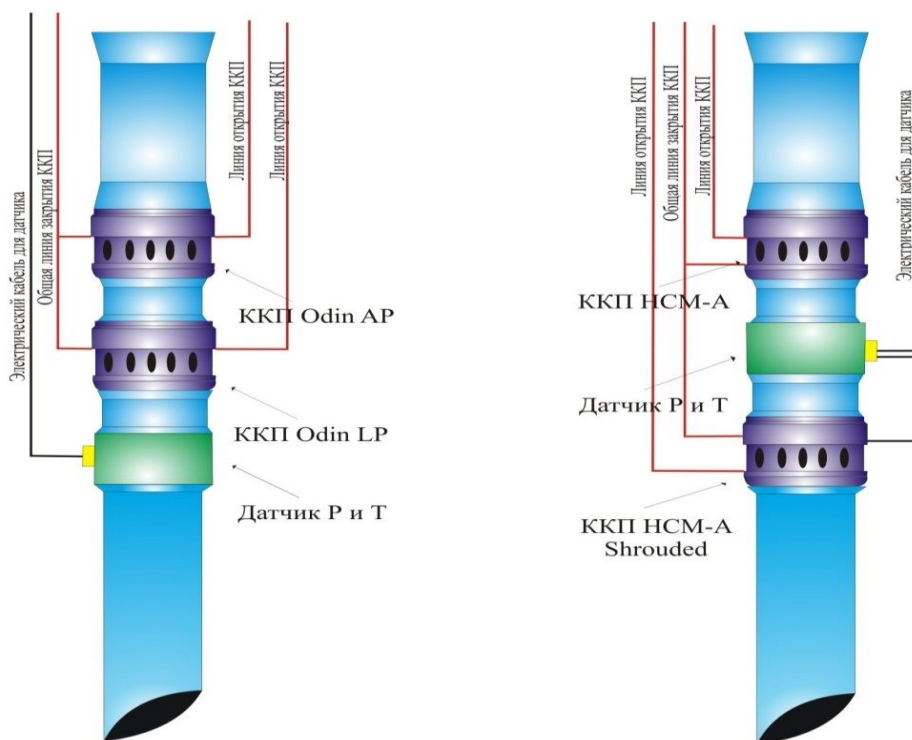


Рис. 2. Разница в нижней части верхнего заканчивания двухствольных скважин производства «Х» (слева) и «У» (справа) [3, 4].

Нижнее заканчивание, узел разветвления и верхнее заканчивание изготовлены и смонтированы компанией «Х»¹. Компоновка верхнего заканчивания аналогична компоновке компании «Х» за исключением расположения нижней мандрели датчика давления и температуры: из-за малого диаметра эксплуатационной колонны электрический кабель не может пройти через большеразмерный клапан контроля притока основного ствола и мандрель расположена выше клапана (рис. 2).

Датчик давления и температуры измеряет параметры в трубном и затрубном пространствах в точке установки. Однако для заканчивания скважин ЛСП-2 будет использован тройной датчик, измеряющий, помимо трубных и затрубных параметров в месте установки, трубное давление ниже установки датчика в мандрель. При помощи одиночной гидравлической трубки, проложенной от датчика до клапана контроля притока основного ствола, измеряется трубное давление под клапаном, т.е. до регулирования притока из материнского ствола [3].

Многопозиционный клапан контроля представлен на рисунке 3.

Клапан контроля притока Odin представляет собой управляемый с поверхности клапан, обеспечивающий внутрискважинное управление процессами добычи нефти и газа, а также нагнетания, и используемый в составе интеллектуальных систем заканчивания скважин. Применение в системе нескольких клапанов Odin обеспечит надежное заканчивание, позволяющее производить выборочный контроль добычи из нескольких продуктивных интервалов коллектора. При изготовлении клапана Odin используют материалы с высокими прочностными характеристиками конструкции клапана. Они обеспечивают его применимость в условиях агрессивных сред, вызывающих образование отложений, эрозии и т.п. [4].

Управление клапаном Odin производится с поверхности по двум гидравлическим линиям открытия / закрытия, подсоединенных к дроссельному блоку клапана. При подаче давления в одну из линий управления клапаном, возникает перепад давления через поршень, что приводит к его движению. В случае если компоновка заканчивания предусматривает использование нескольких клапанов, то одна линия управления будет общей для всех клапанов Odin, спущенных в скважину. Вторая же линия будет отдельной у каждого клапана. Благодаря уравновешенному состоянию поршня, глубина посадки клапана практически не ограничена. Такая конструкция проста и надежна, что обусловлено отсутствием гидростатического давления в линии управления, которое могло бы оказывать противодействие при работе клапана.

С целью отслеживания забойного давления и температуры, а также получения данных о состоянии коллектора в режиме реального времени, возможно совместное использование клапанов Odin с системой Well Watcher, разработанной компанией «Х» для постоянного внутрискважинного мониторинга параметров коллектора и управления процессом добычи (рис. 4).

При этом все характеристики потока, за исключением трубной температуры потока до входа в клапан контроля притока основного ствола, известны: трубное давление до и после клапана, трубная температура после клапана, диаметры регулирующих штуцеров клапана.

¹ В целях соблюдения конфиденциальности информации ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», далее производители оборудования будут обозначаться как «Х» и «У».

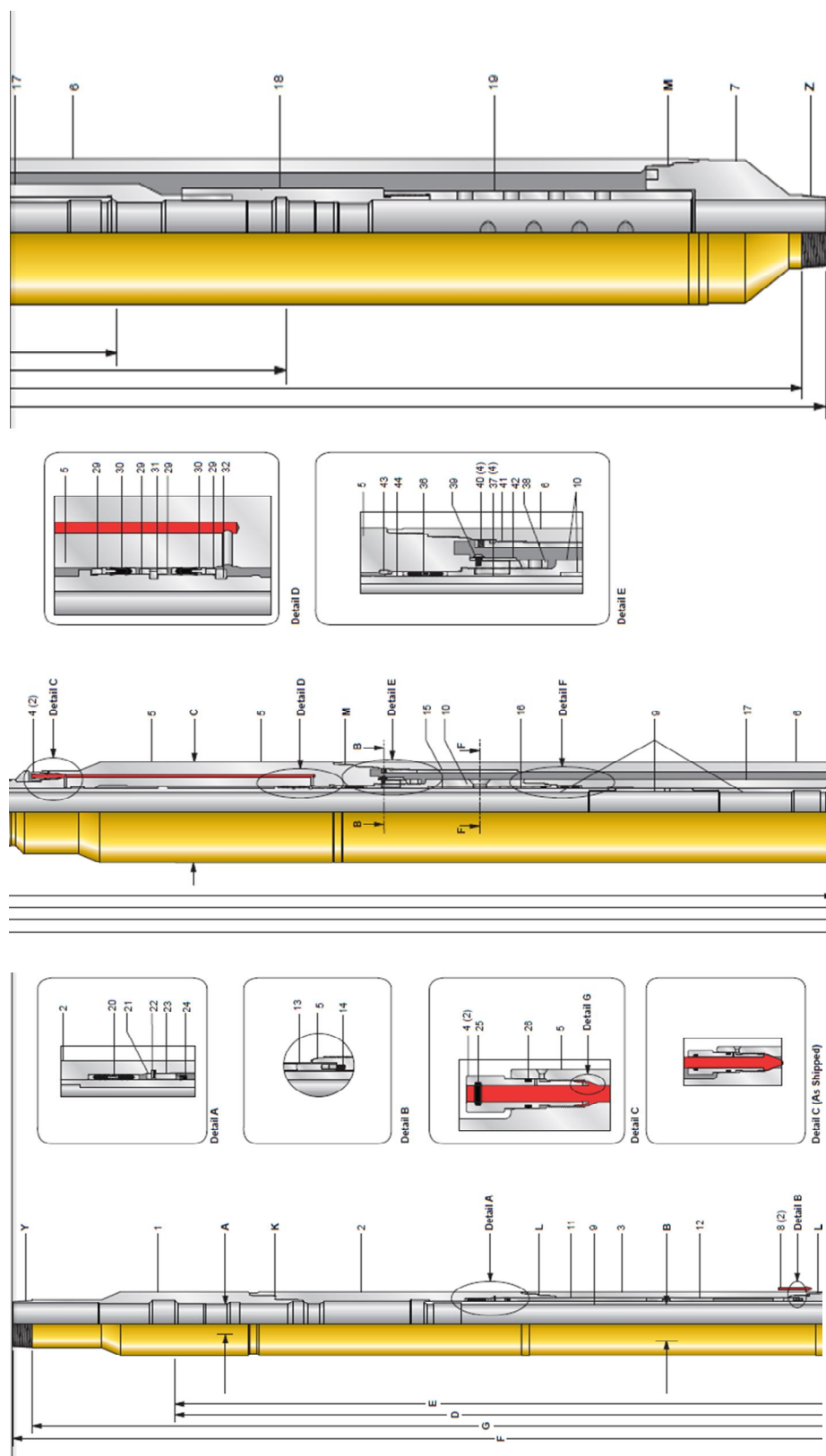


Рис. 3. Многопозиционный клапан контроля притока основного ствола HSM-AShrouded [5]

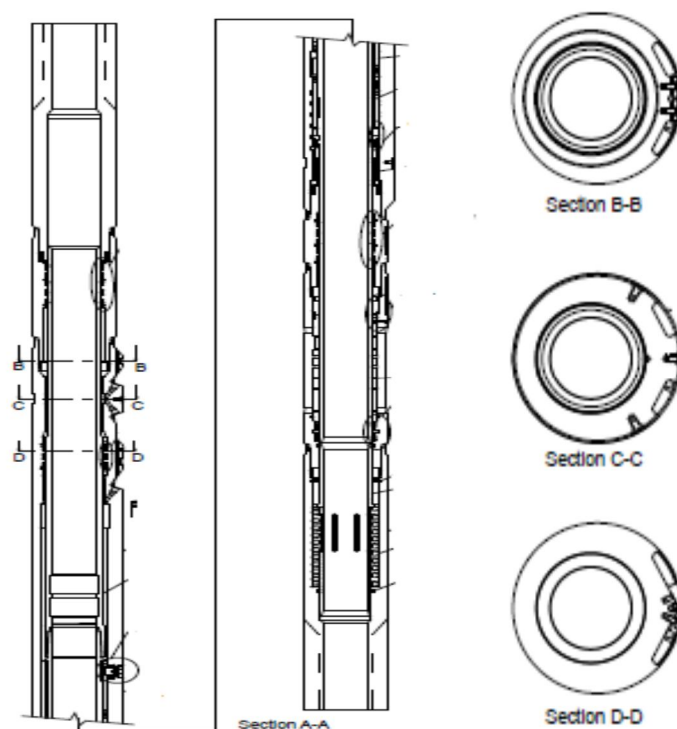


Рис. 4. Чертеж общего вида многопозиционного клапана контроля внутритрубного притока ODIN-LP [4]

Таким образом, возникла идея определения дебита из материнского ствола двухствольной скважины путем расчета по замеренным параметрам. После определения дебита из материнского ствола и замерив мультифазным расходомером общий дебит скважины, определяется дебит из бокового ствола.

Возможность с высокой точностью определить распределение дебитов по стволам двухствольной скважины, позволяет не перекрывать для замера на мультифазном расходомере отдельные стволы и учитывать взаимное влияние двух стволов на общую добычу скважины. Процесс создания модели скважины начинается с моделирования общей PVT модели флюида, которая описывает термобарические изменения физических свойств углеводородной смеси. В рамках поставленных задач, модель blackoil удовлетворяет всем требованиям. Для ее создания использовались отчеты PVT-анализа флюида, предоставленные подрядной организацией.

Основными параметрами для настройки модели являются плотность нефти, газа; давление насыщения; газосодержание; объемный коэффициент; вязкость нефти; содержание примесей.

Корректная настройка PVT-модели флюида – основа точности работы всей модели. Выбор корреляционной зависимости описания свойств флюида – финальный этап создания PVT-модели.

Модели двухствольных скважин, а также модели скважин с системами контроля притока отличаются от простых скважин, так как включают в себя внутрискважинные элементы контроля притока, модели хвостовиков и прокси-модели пласта. Аналогично устьевому штуцеру в модели двухствольной скважины в данной модели прописываются размеры внутрискважинных клапанов контроля притока (рис. 5).

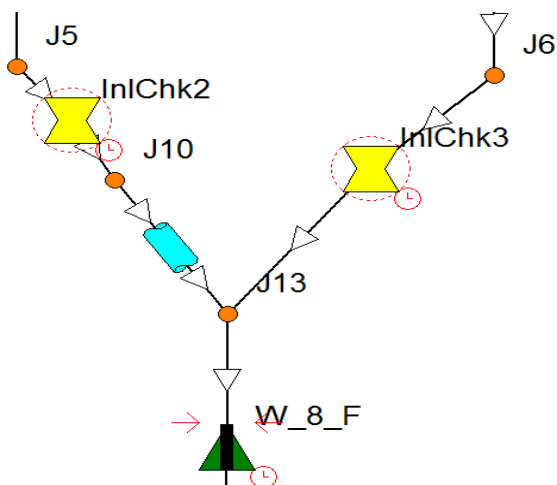


Рис. 5. Зона модели с многопозиционными клапанами контроля притока из основного и бокового ствола двуствольной скважины [2]

Создание конструкции скважины и ее элементов начинается с описания общего лифта. Общий лифт излагает конструкцию верхнего заканчивания скважин до глубины спуска клапана контроля притока из бокового ствола (т.е. описывает общий с обоих стволов). Основная задача – настройка корреляционной зависимости, распределения давления по стволу скважины.

Для настройки корреляционной зависимости используются следующие параметры: дебит жидкости; устьевые и забойное давление (с надпакерного датчика), устьевая температура; обводненность; газовый фактор; глубина спуска датчика (над пакером).

Далее замер проверяется на валидность, т.е. на соответствие физическим границам возможных давлений. В случае корректности замеров происходит настройка корреляционной зависимости.

Следующим этапом настройки модели является описание свойств пласта, по результатам проведенных исследований. Ниже приведены основные параметры настройки модели пласта: пластовое давление по результатам КВД; коэффициент продуктивности; пластовая температура; обводненность; газовый фактор.

В случае моделирования двуствольных скважин коллекторские свойства каждого пласта заносятся в отдельные модели.

Важным моментом создания модели скважины с устройствами контроля притока является создание моделей внутрискважинных клапанов контроля притока производства компании «Х» Odin: на ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского будут использованы аналогичные клапаны НСМ-А производства компании «У». Для этого была проанализирована рабочая документация и были пересчитаны эквивалентные диаметры, соответствующие положениям устройства.

Таким образом, стало возможным моделирование переключения внутрискважинных клапанов по каждому стволу. Модели устьевых штуцеров имеют такую же физическую модель, однако по результатам многих тестов был выработан поправочный коэффициент, характеризующий особенности конструкции устьевого штуцера.

Настройка модели подразумевает совпадение расчетных и фактических значений следующих параметров: устьевое давление; забойное давление (по надпакерному датчику); дебит жидкости; обводненность и ГФ; линейные давления и температуры. В результате адаптации модели, были получены результаты расчета, совпадающие с фактическими в пределах допустимой погрешности. Важно отметить, что модель обрабатывает корректно на различных режимах работы скважины и учитывает различные положения внутрискважинных клапанов.

Точкой решения системы в модели является отметка установки первых фильтров в основном и боковом стволе, т.е. модель учитывает потери давления по хвостовикам. Все это позволяет получать более достоверные данные о забойном давлении (в настоящий момент забойным давлением считается давление на глубине спуска датчика над пакером).

Созданный инструмент позволяет оценивать работу каждого ствола в отдельности, что помогает оценить параметры работы скважины еще до ее фактического переключения на новый режим работы.

Модель также отображает падение общего дебита скважины в случае открытия клапана с бокового ствола.

Созданная и адаптированная модель позволяет:

- 1) производить валидацию замеров скважин;
- 2) рассчитывать параметры работы каждого ствола двуствольной скважины в отдельности;
- 3) оценивать реальное забойное давление с учетом фактической конструкции скважины;
- 4) производить корректные расчеты при планировании добычи на краткосрочный и среднесрочный период;
- 5) оптимизировать работу скважины в условиях заданных ограничений.

Главное – система мониторинга забойных параметров двуствольных скважин позволяет проводить оценку работы каждого ствола по отдельности без остановок. Это исключает потери нефти от закрытия отдельных стволов скважины и определяет их взаимовлияние друг на друга.

Список литературы

1. Месторождение им. В. Филановского. – Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/Business/Upstream/KeyProjects/Filanovskyfield>, свободный. – Заглавие с экрана. – Яз. рус.
2. Интеллектуальная скважина. – Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech_library/view/4881-Intellektualnaya-skvazhina, свободный. – Заглавие с экрана. – Яз. рус.
3. Паспорт Многопозиционного клапана контроля затрубного притока ODIN-AP.
4. Паспорт Многопозиционного клапана контроля внутритрубного притока ODIN-LP.
5. Паспорт Тройного датчика SURESENS 150.

References

1. *Mestorozhdenie im. V. Filanovskogo* [The deposit V. Filanovsky]. Available at: <http://www.lukoil.ru/Business/Upstream/KeyProjects/Filanovskyfield>.
2. *Intellektualnaya skvazhina* [Intellectual well]. Available at: https://neftegaz.ru/tech_library/view/4881-Intellektualnaya-skvazhina.
3. *Pasport Mnogopozitsionnogo klapana kontrolya zatrubnogo pritoka ODIN-AP* [Passport of the multi-position clan control of annular inflow ODIN-AP].
4. *Pasport Mnogopozitsionnogo klapana kontrolya vnuritrubnogo pritoka ODIN-LP* [Passport of the multi-position valve for monitoring the intrinsic inflow ODIN-LP].
5. *Pasport Troynogo datchika SURESENS 150* [Passport of the Triple sensor SURESENS 150].