

УДК 622.243.24

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЁННОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ
«ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ» СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА
НА ПРИМЕРЕ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕНИ Ю. КОРЧАГИНА**

**USE OF HORIZONTAL WELLS OF BIG EXTENT
WITH APPLICATION OF A "INTELLECTUAL" CONTROL SYSTEM OF INFLOW
ON THE EXAMPLE OF THE OFFSHORE FIELD OF NAME YU. KORCHAGINA**

Даценко Елена Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aldac@mail.ru

Орлова Инна Олеговна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
assoletta77@mail.ru

Авакимян Наталья Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры общей математики,
Кубанский государственный
технологический университет
avnatali@mail.ru

Аннотация. Одним из наиболее значимых направлений развития ресурсной базы углеводородов в России являются шельфовые проекты. Российским добывающим компаниям жизненно необходим опыт работы на подобных проектах. Одним из таких проектов, запущенных в недавнее время, является месторождение имени Ю. Корчагина. Основной проблемой при разработке месторождения стали преждевременные прорывы газа из газовой шапки, неравномерный приток в скважину, образование конусов воды или газа и, как следствие, невыполнение плановых показателей. В статье предлагается использование горизонтальных скважин большой протяжённости с применением «интеллектуальной» системы контроля притока. Данная технология позволит выровнять профиль депрессии в длинных горизонтальных скважинах и ограничить прорывы газа и воды из высокопроницаемых зон. Это позволит существенно повысить эффективность разработки месторождения имени Ю. Корчагина путём увеличения КИН и оптимизации работы скважины на протяжении всего срока её эксплуатации. Внедрение и усовершенствование подобных технологий в перспективе позволит значительно повысить эффективность управления скважинами и, тем самым, положительно повлиять на процесс разработки шельфовых месторождений Каспия.

Datsenko Elena Nikolaevna

Candidate of technical sciences,
Associate professor
of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
aldac@mail.ru

Orlova Inna Olegovna

Candidate of technical sciences,
Associate professor
of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
assoletta77@mail.ru

Avakimyan Natalya Nikolaevna

Candidate of technical sciences,
associate professor
of general mathematicians department,
Kuban state technological university
avnatali@mail.ru

Annotation. One of the most significant directions for the development of the hydrocarbon resource base in Russia is shelf projects. Russian mining companies need experience in such projects. One of such projects launched in recent times is the named after Yu. Korchagin field. The main problem in the development of the field was the premature gas breakthroughs from the gas cap, uneven inflow into the well, the formation of water or gas cones and, as a result, non-fulfillment of planned indicators. The article proposes the use of large horizontal wells with the use of «intellectual» flow control system. This technology will allow leveling the depression profile in long horizontal wells and limit gas and water breakthroughs from highly permeable zones. This will significantly improve the efficiency of development of the field named after Yu. Korchagin by increasing the oil recovery factor and optimizing the operation of the well throughout its life. The introduction and improvement of such technologies in the future will significantly improve the efficiency of well management and, thereby, have a positive impact on the development process of the Caspian offshore fields.

Ключевые слова: особенности разработки шельфовых месторождений; факторы, осложняющие разработку шельфовых месторождений; контроль за разработкой шельфовых месторождений; ограничивающие факторы применения МУН на месторождении имени Ю. Корчагина; системы контроля притока; активные «интеллектуальные» устройства контроля притока; перспективы развития месторождения имени Ю. Корчагина.

Keywords: features of the development of offshore fields; factors complicating the development of offshore fields; control over the development of offshore fields; the limiting factors of the use of enhanced oil recovery methods at the named after Yu. Korchagin field; inflow control systems; active «intelligent» flow control devices; prospects for development of the named after Yu. Korchagin field.

Общие сведения о месторождении

Месторождение имени Ю. Корчагина было открыто в 2000 году. Оно было названо в честь Корчагина Ю.С., который был руководителем аппарата Совета директоров в компании «Лукойл». В эксплуатацию месторождение было введено в апреле 2010 года.

Нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается с двух стационарных ледостойких платформ, которые соединены переходным мостом.

Первая очередь месторождения, введённая в эксплуатацию в 2010 году, включает морскую ледостойкую стационарную платформу, платформу жилого модуля, а также морской перегрузочный комплекс, который использовался для отгрузки продукции до запуска инфраструктуры месторождения им. В. Филановского.

Вторая очередь обустройства месторождения включает блок-кондуктор, подводные трубопроводы и силовые кабели для соединения с ледостойкой стационарной платформой первой очереди.

Компания успешно применила уникальные для Российской Федерации технологические решения по строительству добывающих скважин с длинами горизонтальных участков более 5 км и контроля притока.

Все решения, которые успешно показали себя при обустройстве месторождения имени Ю. Корчагина, компания применяет для максимально эффективной разработки других каспийских месторождений.

На месторождении имени Ю. Корчагина зафиксирован мировой рекорд в бурении горизонтальных скважин. Так, при бурении скважины № 108 был установлен новый мировой рекорд по количеству пройденных метров в бурении с большим смещением забоя – 4908 м. Рекорд подтверждён мировой базой данных Schlumberger / Smith Bits.

Месторождение имени Ю.Корчагина расположено в центре северной части Каспийского моря в 175 км от г. Астрахань (рис. 1). Северное побережье Каспийского моря включает в себя территорию Астраханской области в центральной части; восточная часть принадлежит Казахстану; западная часть является территорией республики Калмыкия; юго-западная – территорией Дагестана.

Ледообразование в акватории начинается в ноябре-декабре, в суровые зимы замерзает вся акватория Северного Каспия, отмечается интенсивное торосообразование. С конца января по март происходит дрейф плавучего льда. Лёд сходит в марте-апреле.

Глубина промерзания воды от 0,4–0,6 до 1,3 м. С ноября по февраль может наблюдаться морское брызговое обледенение.

Колебания уровня моря, вызываемые сгонно-нагонными явлениями, в различных районах моря проявляются неодинаково. Наибольшие наблюдаются в мелководной северной части, где под влиянием восточных и юго-восточных штормовых ветров, сгонно-нагонные колебания уровня моря могут меняться довольно резко: повышаться на 2,0–4,5 м при нагонах и понижаться на 1,0–2,5 м при сгонах. Средняя продолжительность нагонов и сгонов составляет от 10–12 до 24 часов, редко – 48 часов.

Колебания уровня моря также связаны с изменением стока рек Волга, Урал, Тереки, дающих до 90 % годового стока. Максимальный уровень характерен в июне-июле, минимальный – в феврале; размах внутригодовых колебаний составляет 30–35 см.

Течения в Каспийском море формируются под воздействием ветрового режима, разницы в плотности воды в различных районах, а также стока почти 130 рек.

В северной части моря воды, выносимые р. Волга, разделяются на две ветви. Одна из них проходит вдоль северного берега на восток, сливаясь с водами р. Урал и образуя небольшой замкнутый круговорот. Основная часть идёт на юг вдоль западного берега. Преобладающие скорости течений – 1015 см/сек, в открытых районах Северного Каспия – до 30 см/сек.

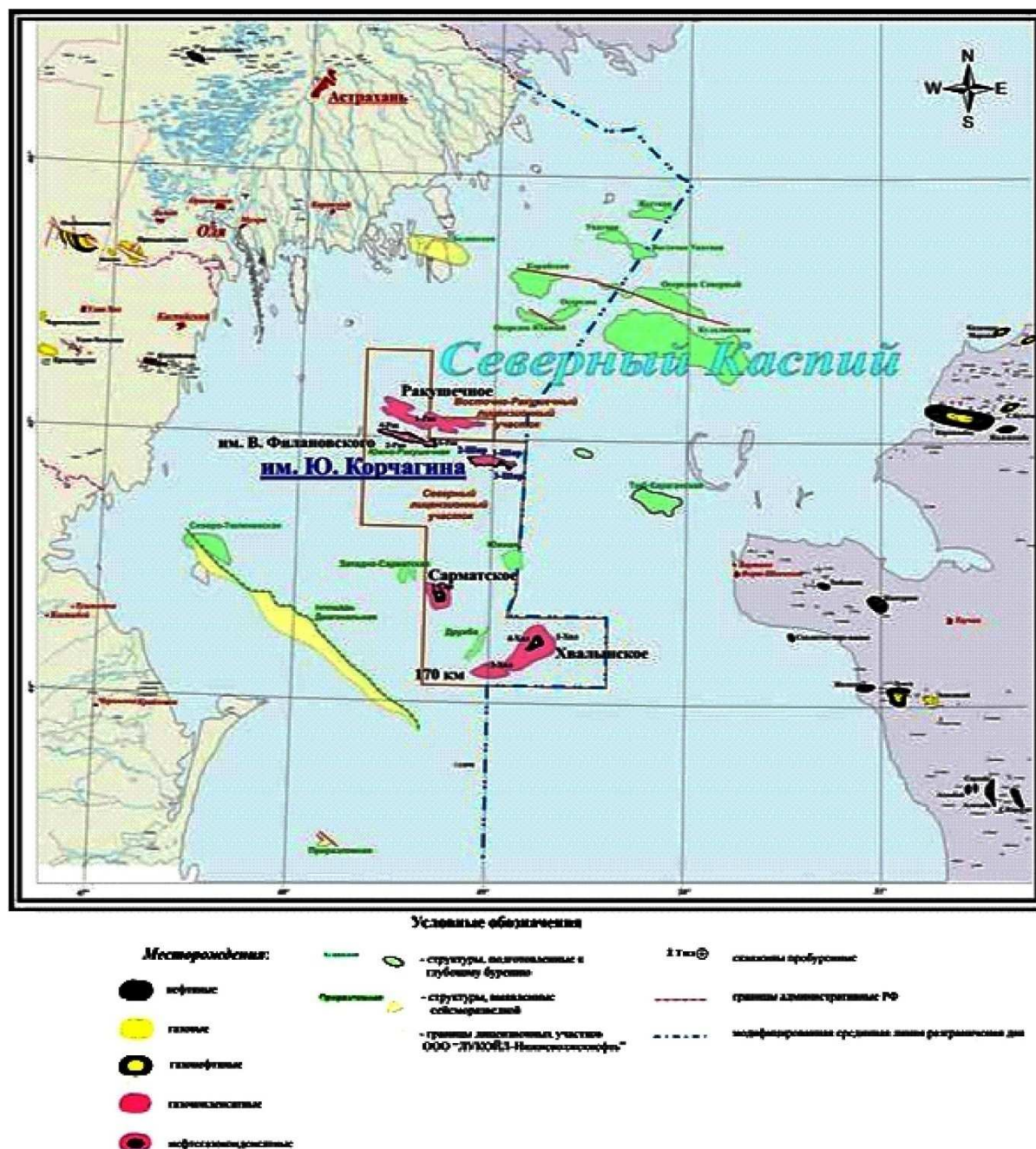


Рисунок 1 – Обзорная схема района месторождения имени Ю. Корчагина

Факторы, осложняющие разработку шельфовых месторождений

Существует множество различных факторов, так или иначе осложняющих разработку шельфовых месторождений и снижающих её эффективность. Наиболее важными из таких факторов являются:

- неоднородность фильтрационно-емкостных свойств залежи по простиранию и вкрест простиранию;
- неблагоприятное соотношение подвижностей фильтрующихся в пласте фаз;
- гравитационное разделение фаз, приводящее к преимущественной фильтрации газа по верхней части пласта, и воды по его нижней части;
- образование водяных и газовых конусов.

Все эти факторы, проявляющиеся отдельно или вместе, приводят к низкому макроскопическому (т.е. проявляющемуся в пределах всей залежи) охвату пластов воздействием и, как следствие, к низкой нефтеотдаче. Другим фактором, влияющим на нефтеотдачу, является эффективность вытеснения нефти водой. Этот фактор часто называют микроскопическим коэффициентом охвата.

Особенность шельфовой эксплуатации – это высокие затраты и недостаточность места для размещения оборудования. Глубины добычи на морском шельфе, как правило, находятся в пределах двухсот метров, в отдельных случаях достигая значения в полкилометра. Применение той или иной буровой технологии напрямую зависит от глубины залегания продуктивного слоя и удалённости места добычи от берега.

Особенности разработки шельфовых месторождений

К особенностям разработки морских нефтегазовых месторождений можно отнести следующие:

1. Создание с учётом суровых морских гидрометеорологических условий специальных гидротехнических сооружений новых плавучих технических средств (плавучих краново-монтажных судов, судов обслуживания, трубоукладочных барж и других специальных судов) для геофизических, геолого-поисковых работ и строительства нефтепромысловых объектов на море и их обслуживания в процессе обустройства, бурения, эксплуатации и ремонта скважин, а также при сборе и транспорте их продукции;

2. Бурение наклонно-направленного куста скважин с индивидуальных стационарных платформ, с приэстакадных площадок, на искусственно создаваемых островах, с самоподъёмных и полупогружных плавучих установок и других сооружений как над водой, так и под водой;

3. Выбор при проектировании наиболее рациональной для данного месторождения или залежи сетки скважин, которая должна иметь такую плотность, чтобы не требовалось её уплотнения, так как оно в морских условиях связано с чрезвычайно большими трудностями из-за уже существующей системы обустройства месторождения и сети подводных коммуникаций, когда размещение новых гидротехнических сооружений для бурения дополнительных скважин может оказаться невозможным;

4. Выбор рациональных конструкций и числа стационарных платформ, приэстакадных площадок, плавучих эксплуатационных палуб и других сооружений для размещения на них оптимального числа скважин (в зависимости от залегания пластов, сроков проводки скважин, расстояние между их устьями, их дебитов, ожидаемых при имеющихся устьевых давлениях, и т.д.);

5. Соответствие долговечности и надёжности гидротехнических и других сооружений срокам разработки нефтяных и газовых месторождений, т.е. периоду максимального извлечения нефти из залежи и всего месторождения в целом.

Работы по разведке и разработке шельфовых месторождений обычно ведутся в два этапа (рис. 1).

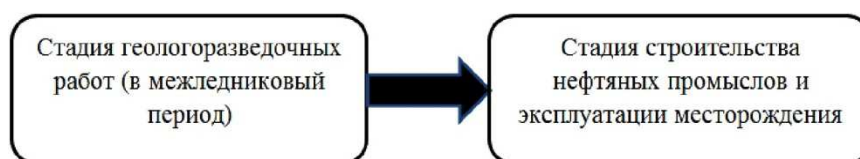


Рисунок 1 – Этапы разработки шельфовых месторождений

На первом этапе производятся геологоразведочные работы в межледовый период. После того как завершен этап разведочных работ и обнаружены промышленные запасы нефти или газа (определен контур месторождения, произведён подсчёт запасов, установлены геологические условия месторождения), приступают к составлению проекта разработки месторождения, определяющего этапы разработки, установление темпов отбора продукта по этапам, оптимальное размещение скважин на месторождении. Разрабатывается также технология с учётом применения методов интенсификации добычи.

На базе проекта разработки месторождения создают проект оснащения месторождения, где определяется комплекс технических средств, включающих платформы, эксплуатационное технологическое оборудование, системы транспорта и хранения нефти и газа.

На втором этапе, при разработке месторождения требуется уникальная и надежная техника, обеспечивающая круглогодичный режим работы. Необходимо отметить, что на этапе разведочных работ бурят небольшое число скважин (3–5). Доразведку и уточнение исходных данных производят на первом этапе начала эксплуатации месторождения. В результате этого вносят определенные коррективы и в проект разработки, и в проект оснащения месторождения. В рамках проектов разработки, как правило, рассматривается возможности и целесообразность использования различных способов механизированной добычи, в том числе газлифта, электроцентробежных насосов (ЭЦН) и струйных насосов. Каждый из этих способов имеет свои преимущества и недостатки.

Так, газлифтный способ эксплуатации скважин позволяет регулировать дебит в широком диапазоне посредством изменения режима закачки газа. Объёмы ресурсов сжатого газа позволяют применять газлифтный способ для достижения проектных уровней добычи; необходимое давление нагнетания газлифтного газа обеспечивается системой закачки.

С учётом повышенного газового фактора и высокого давления насыщения, равного давлению более глубоких пластов, газлифтный способ добычи более эффективен, чем ЭЦН. Это связано с тем, что в результате расширения газовой шапки в процессе эксплуатации месторождения газовый фактор добываемой нефти значительно превысит исходную газонасыщенность пластовой нефти, что отрицательно скажется на работе насосов. Возможен также переход некоторых из них на фонтанирование, что при газлифте происходит без сложностей.

Выбор газлифтного способа добычи часто бывает обусловлен уникальной конструкцией скважин шельфовых месторождений – короткий вертикальный участок (500–800 м) и протяженный наклонный ствол (с отходом от вертикали до 12 км), что ограничивает эксплуатационные возможности насосов.

Газлифтное оборудование (мандрели с клапанами) может быть установлено при выполнении начального этапа работ по заканчиванию скважин, без ограничения пропускной способности лифта; обеспечивается возможность спуска инструментов для подземных ремонтов или каротажных приборов через лифтовую колонну на забой.

Капитальные затраты, связанные с эксплуатацией скважин посредством ЭЦН или струйных насосов выше, чем для газлифта. Для сборки и спуска в скважины ЭЦН необходима подъемная установка для капремонта скважин.

Современные морские нефтегазодобывающие промыслы представляют собой высокомеханизированные и автоматизированные комплексы для бурения и эксплуатации скважин, сбора, подготовки и транспортирования нефти и газа на берег по трубопроводам или танкерами.

Существуют следующие виды морских промыслов:

- надземный или надводный;
- подводный;
- подземный (туннельно-шахтный);
- комбинированный, представляющий различные сочетания первых трёх видов.

При организации надземного или надводного промысла освоение морских месторождений нефти и газа осуществляют следующими способами:

- разбуриванием и эксплуатацией подводных залежей нефти и газа наклонными скважинами, закладываемыми на берегу;
- образованием искусственной суши путём сплошной засыпки дна моря на участке нефтегазоносной площади и размещением на ней промысловых объектов;
- осушением дна моря на участке нефтегазоносной территории;
- осушением дна моря на участке месторождения с помощью постройки огражденной дамбы с последующей откачкой воды;
- сооружением морских эстакад с приэстакадными площадками;
- строительством морских стационарных нефтегазопромысловых платформ;
- бурением морских скважин с оснований островного типа в комбинации с тендерными судами;
- проходкой скважин со специально сконструированных плавучих платформ и плавсредств.

При организации подводного промысла морские месторождения нефти и газа осваивают с помощью бурения скважин с плавучих буровых установок с подводным заканчиванием устьев скважин и размещением объектов добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти и газа непосредственно на дне моря или плавучем либо стационарном основании.

Управление режимом работы скважин и подводных комплексов осуществляют дистанционно с близлежащей стационарной или плавучей платформы.

При организации подземного промысла морские месторождения нефти и газа осваивают с помощью тоннельно-шахтной системы, которая включает буровые кусты, транспортный тоннель, связывающий их между собой и с береговой рампой, и соединительные камеры для обеспечения разъезда транспортных средств и разводки коммуникаций из тоннеля в буровые кусты.

Процесс освоения нефтегазового месторождения может быть интенсифицирован за счёт организации и применения комбинированного морского промысла, например, сочетания подводного заканчивания устьев скважин на подводных комплексах с размещением основных производственных объектов обустройства промысла и управления на технологических платформах.

При разработке морских нефтегазовых месторождений, как правило, сравнительно редко применяют только один из перечисленных выше методов.

Обычно используют комбинированные способы сооружения морских промыслов. Например, сочетают надводный промысел с подводным устьевым заканчиванием скважин на кустовом комплексе. Надводную часть устанавливают на ледостойких платформах, на которых размещают буровые и эксплуатационные скважины, а также систему дистанционного управления оборудованием устьев подводных скважин.

Контроль за разработкой шельфовых месторождений

Условия разработки шельфового месторождения (ограниченное количество скважин для бурения, ограниченный доступный радиус бурения с береговой площадки) диктуют свои условия мониторинга и управления разработкой месторождения. В таких условиях бурение наблюдательных и пьезометрических скважин экономически нецелесообразно.

Весь фонд эксплуатационных скважин оснащен внутрискважинным и поверхностным оборудованием для сбора и обработки необходимой промысловой информации. Все скважины оборудованы постоянно действующими устьевыми и внутрискважинными датчиками давления и температуры.

Информация с внутрискважинных и поверхностных датчиков регистрируется, обрабатывается и записывается в автоматическом режиме, и доступна для просмотра в режиме реального времени. Таким образом, весь фонд эксплуатационных скважин может обеспечивать сбор данных, необходимых для контроля и регулирования разработки месторождения.

Контроль над разработкой шельфовых месторождений в процессе их эксплуатации осуществляется с целью получения информации о геологическом строении нефтяной залежи и эффективности её разработки.

При этом при осуществлении контроля за процессом разработки необходимо учитывать, как особенности местоположения месторождения, так и особенности его разработки горизонтальными скважинами, протяжённость которых составляет более 10 км.

Основной задачей контроля является получение, обработка и обобщение регулярной достоверной информации о работе скважин и изменении параметров, характеризующих работу пластов, в целях:

- оценки фактической технологической эффективности системы разработки залежей в целом и отдельных технологических мероприятий по их осуществлению и регулированию;
- оптимизации осуществляемого процесса разработки и планирования мероприятий на будущее;
- оценки эффективности отдельных технологий.

В процессе контроля разработки нефтяного пласта изучаются:

- 1) динамика текущей и накопленной добычи нефти, попутной воды и газа по пласту в целом, отдельным участкам и скважинам;
- 2) охват запасов разработкой, характер внедрения вытесняющего агента по отдельным участкам залежи;
- 3) положение контуров нефтеносности;
- 4) энергетическое состояние залежи, динамика пластового и забойного давлений в зонах отбора;
- 5) изменения коэффициентов продуктивности, газового фактора, гидропроводности пласта;
- 6) состояние герметичности эксплуатационных колонн, взаимодействие продуктивного горизонта с соседними по разрезу горизонтами и наличие перетоков жидкости между пластами разрабатываемого объекта и соседними объектами;
- 7) изменение физико-химических свойств добываемой жидкости и газа в пластовых и поверхностных условиях в процессе эксплуатации.

Основными способами получения информации при контроле разработки месторождения являются:

- измерение дебита, газового фактора и обводнённости продукции скважин на поверхности;
- исследование интервалов притока и состава жидкости в стволе скважины;
- исследование пластов в разрезе скважин.

Обязательные системные комплексы исследований и измерений по контролю над разработкой должны равномерно охватывать всю площадь объекта разработки. Целесообразно предусматривать следующие виды работ:

- замеры пластового и забойного давлений, дебитов скважин по жидкости, газовых факторов и обводнённости продукции по добывающим скважинам;
- гидродинамические исследования добывающих и нагнетательных скважин на стационарных и нестационарных режимах;
- отбор и исследование глубинных, поверхностных проб продукции скважин;
- снятие профилей притока в добывающих скважинах.

Когда пластовой энергии оказывается недостаточно для подъёма жидкости из пласта на поверхность, фонтанирование скважины прекращается.

Механизированная добыча (механизированный лифт) применяется в тех случаях, когда давление в нефтяном коллекторе снижается настолько, что уже не может обеспечивать экономически оптимальный отбор из скважины за счёт природной энергии. Наиболее распространены следующие методы механизированной добычи:

- газлифт;
- плунжерный лифт;
- добыча штанговыми насосами;
- откачка пневматическими и гидравлическими насосами;
- откачка роторными насосами;
- откачка гидравлическими глубинными насосами;
- откачка электрическими погружными насосами.

В скважинах, где давление в коллекторе или давление растворённого газа слишком мало, чтобы создавать фонтанирование, поток жидкости может поддерживаться искусственным методом – газлифтом.

Существует множество вариаций газлифтной системы, но основной принцип заключается в том, чтобы брать газ из внешнего источника и закачивать его в добываемые жидкости, проходящие по насосно-компрессорной колонне, т.е. сущность газлифтного способа эксплуатации заключается в подъёме продукции скважины за счёт подачи в неё необходимого количества сжатого газообразного рабочего агента.

Скважину, в которую закачивают под давлением углеводородный газ (в особых случаях – азот или углекислый газ) с целью использования энергии этого газа для подъёма продукции скважины на дневную поверхность, будем называть газлифтной, при закачке для этой же цели воздуха – эрлифтной (в последнее время воздух запрещено закачивать в скважины по условиям техники безопасности).

Опасности и недостатки применения воздуха в качестве рабочего агента:

- образование взрывчатых веществ при смешивании воздуха с попутным газом и парами бензина;
- возможность взрыва компрессоров при попадании воздуха в систему их смазки;
- интенсивная коррозия скважинного и поверхностного оборудования;
- невозможность использования добываемого попутного газа в смеси с воздухом;
- ухудшение качества нефти из-за её окисления;
- повышенные расходы энергии на сжатие воздуха;
- образование более стойких нефтяных эмульсий.

Объём применения газлифтного способа эксплуатации скважин в России сравнительно небольшой. Однако, по сравнению с насосными способами, он имеет следующие очень важные достоинства:

- возможность более простой эксплуатации высокодебитных нефтяных скважин;
- возможность более простой эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в осложнённых условиях.

Анализ текущего состояния разработки шельфового месторождения

На месторождении имени Ю. Корчагина на основании утверждённого проектного документа ведётся разработка нефтегазоконденсатных залежей в отложениях неокомского надъяруса и волжского яруса. Месторождение имени Ю. Корчагина введено в разработку в апреле 2010 года. Первой введена в разработку залежь волжского яруса. В апреле-июне 2010 года проводились пуско-наладочные работы технологического комплекса подготовки нефти, с июля 2010 года ведётся полномасштабная добыча УВ. Залежь неокомского надъяруса введена в разработку в июне 2011 года. Разработка месторождения осуществляется скважинами с горизонтальным завершением ствола.

Конструкция скважин состоит из эксплуатационной колонны с наружным диаметром 244,5 мм, спущенной до кровли продуктивного пласта и подвешенном на пакере фильтра-хвостовика диаметром 177,8 мм, оборудованном системой противопесочных элементов, с заколонными разбухающими пакерами.

Сведения о состоянии реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда на 01.01.2013 г. приводятся в таблице 1.

Таблица 1 – Состояние реализации проектного фонда скважин месторождения имени Ю. Корчагина на 01.01.2013 г.

№№ n/n	Категория фонда	Неоком	Волжский	Месторож- дение
1	Утверждённый проектный фонд, всего	31	6	37
	в том числе:			
	добывающие	29	4	33
	нагнетательные	2	2	4
	газовые	–	–	–
	контрольные	–	–	–
	водозаборные	–	–	–
2	Фонд скважин на 01.01.2013 г., всего	9	4	13
	в том числе:			
	добывающие	7	3	10
	нагнетательные	2	1	3
	газовые	–	–	–
	контрольные	–	–	–
	водозаборные	–	–	–
3	Фонд скважин для бурения на 01.01.2013 г., всего	11	5	16
	в том числе:			
	добывающие	9	4	13
	нагнетательные	2	2	4
	газовые	–	–	–
	контрольные	–	–	–

Как видно из приведённой таблицы 1, разбуривание месторождения ещё не завершено и ведётся близко к утверждённому варианту. Согласно ему, в целях минимизации геологических рисков, связанных с проводкой горизонтальных скважин в условиях большой геологической неопределённости залежи неокомского надъяруса, предусмотрено равномерное радиальное размещение по площади добывающих скважин с длиной горизонтального ствола до 5 км вблизи ВНК, параллельно его поверхности.

При этом, как и предусмотрено проектным документом, траектория каждой последующей скважины уточняется не только по результатам пробуренных, но и непосредственно в процессе бурения – в режиме реального времени с использованием геонавигационного оборудования. Это обеспечивает своевременный контроль за изменением структурных характеристик и формационного состава целевых объектов. Полученная информация используется для обновления геологической и геомеханической модели для более эффективного планирования траекторий последующих скважин.

Общий фонд пробуренных на месторождении скважин составляет 17, из которых 10 находятся в добывающем фонде, 1 водонагнетательная, 2 газонагнетательные и 4 поисково-оценочные скважины (№№ 1, 2, 3 и 5 Широкие). Все добывающие скважины эксплуатируются фонтанным способом. Поисково-оценочные скважины ликвидированы согласно требованиям техники безопасности эксплуатации на море.

По эксплуатационным объектам скважины распределены следующим образом:

- на залежи волжского яруса – 3 добывающие скважины (№№ 11, 12 и 14) и одна водонагнетательная (№ ВП-2);
- на залежи неокома – 7 добывающих скважин (№№ 104, 107, 109, 110, 113, 114 и 116) и 2 газонагнетательные скважины (№№ G-1 и G-1bis).

В отличие от проектного документа, в котором для обратной закачки газа предусмотрено бурение одной газонагнетательной скважины на газовую шапку неокома, по факту пробурены две газонагнетательные скважины. Необходимость второй скважины (пробурена в апреле 2012 года) связана с увеличением объёмов газа под обратную закачку из-за более интенсивного прорыва газа в добывающие скважины, чем ожидалось и тем, что давление на устье скважины G-1 достигло максимально допустимого (16 МПа).

Так, по состоянию на 01.01.2013 г. проектный суммарный отбор газа (растворённого и прорывного) должен был составлять 451 млн м³, фактически отобрано 1408 млн м³ газа, в том числе 134 млн м³ растворённого и 1274 млн м³ прорывного газа.

Накопленный объём газа, закачанный в газовую шапку неокома, составляет 1240,8 млн м³.

Результаты изучения причин и источников прорыва газа свидетельствуют о том, что между залежами неокомского надъяруса и волжского яруса существует более тесная гидродинамическая связь через возможные зоны разуплотнения, приуроченные к крышке между ними. Сначала математическое моделирование, а затем и результаты трассерных исследований подтвердили это. Так, присутствие трассеров, закачанных с водой в скважину № ВП-2 (волжский) и с газом в скважину № G-1 (неоком), зафиксировано в продукции добывающих скважин №№ 11, 12, 14, 110, 113, 107 и 104.

Для закачки добываемой пластовой воды в водоносную зону на залежи волжского яруса в августе 2010 года введена в эксплуатацию водонагнетательная скважина № ВП-2. Накопленный объём закачанной в волжский ярус воды составляет 245,7 тыс. м³, в т.ч. 10,196 тыс. м³ воды, отобранной из водоносного пласта залежи неокома месторождения имени В.Филановского.

В целом по месторождению за весь период эксплуатации отобрано 1186,2 тыс. тонн нефти, 1425,1 тыс. тонн жидкости и 1408,1 млн м³ газа, в том числе растворённого 133,8 млн м³, прорывного 1274,3 млн м³. На конец 2012 года (декабрь) газовый фактор составляет 950 м³/т, обводнённость продукции 13,7 % при среднегодовых значениях 1105 м³/т и 17,9 %. Снижение этих показателей обусловлено вводом новых скважин.

Начальные извлекаемые запасы нефти 28669 тыс. тонн выработаны на 4,1 %. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,014. Запасы газа газовых шапок залежей неокома и волжского, составляющие 32,4 млрд м³, выработаны на 4,2 %.

График показателей разработки месторождения в целом представлен на рисунке 2.

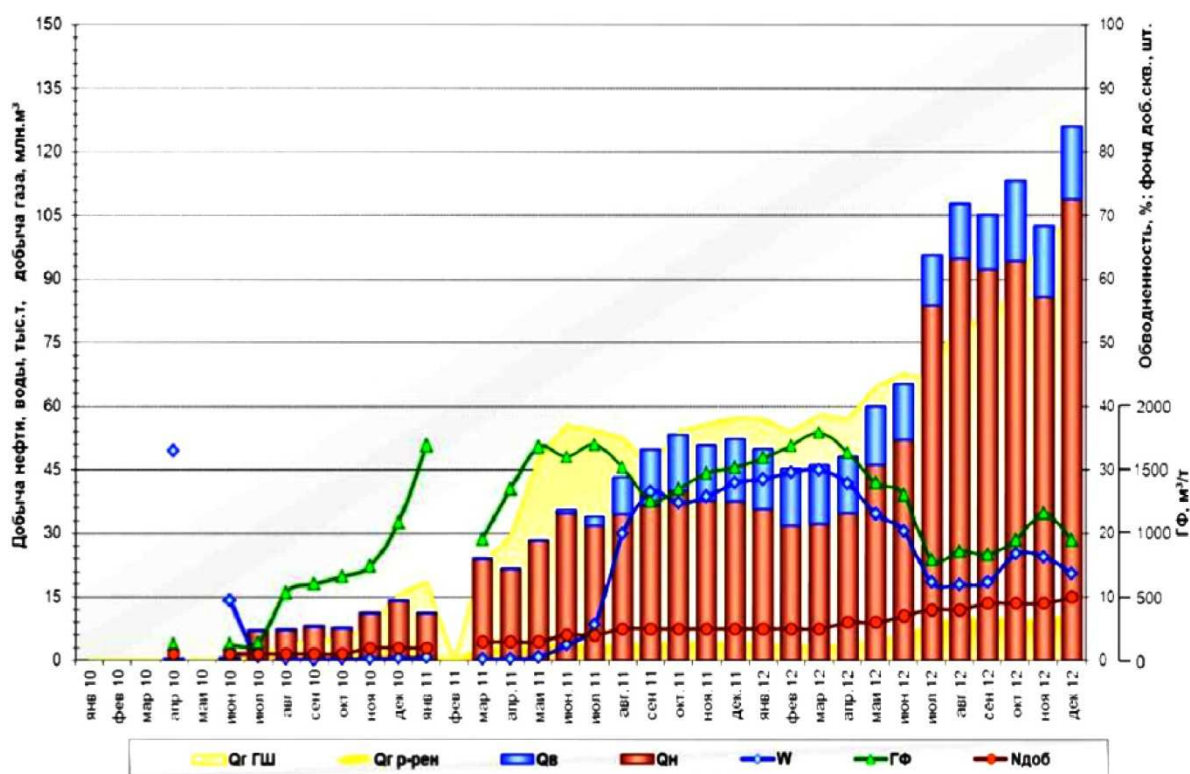


Рисунок 2 – График показателей разработки месторождения:

QгГШ – дебит газа газовой шапки; Qг р-рен – дебит растворённого газа; Qв – дебит жидкости; Qн – дебит нефти; W – обводнённость; ГФ – газовый фактор; Nдоб – количество добывающих скважин

На месторождении осуществляется постоянный мониторинг разработки, выполняется программа исследовательских работ по применению интеллектуальных систем контроля притока.

Ниже представлено характерное поведение некоторых скважин неокомского яруса месторождения имени Ю. Корчагина.

Скважина № 110 введена в эксплуатацию в июне 2011 года с начальным дебитом нефти 383 тонн/сут. (471 м³/сут.) и газовым фактором 132,7 м³/т. В августе достигнут максимальный дебит нефти, равный 400 тонн/сут. при газовом факторе 193,3 м³/т и обводнённости продукции 11 %. Уже к концу 2011 года дебит нефти снизился до 272 тонн/сут., а газовый фактор и обводнённость выросли до 473,7 м³/т и 20 % соответственно. С этого момента темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебиты нефти и жидкости составляют соответственно 141 и 215 тонн/сут. Их снижение обусловлено ростом газового фактора до 2148 м³/т и обводнённости до 34 %. За период эксплуатации из скважины отобрано 141,1 тыс. тонн нефти, 178,8 тыс. тонн жидкости и 104,4 млн м³ газа, в том числе 14,7 млн м³ растворённого и 89,7 млн м³ прорывного.

Скважина № 113 введена в эксплуатацию в августе 2011 года с начальным дебитом нефти 196 тонн/сут. и жидкости 398 тонн/сут. (431 м³/сут.) с обводнённостью равной 51 % и газовым фактором 115,5 м³/т. Причиной высокой обводнённости может являться совокупность факторов. Во-первых, часть горизонтального ствола обсаженного песочным фильтром, в отличие от остальных скважин, расположена ближе всех к зоне ВНК (2,4 м), а, во-вторых, как свидетельствуют результаты трассерных исследований имеется связь между нефтенасыщенной областью неокома и водоносной областью через зоны разуплотненных пород (или трещины).

Максимальный дебит нефти 361,8 тонн/сут. достигнут в октябре 2011 года при обводнённости продукции 47 % и газовом факторе 347,6 м³/т. С этого момента темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебиты нефти и жидкости составляют соответственно 129,2 и 340,6 тонн/сут., обводнённость продукции 62 %, газовый фактор 3133 м³/т. За

период эксплуатации из скважины отобрано 116,4 тыс. тонн нефти, 257,8 тыс. тонн жидкости и 135,1 млн м³ газа, в том числе 12,1 млн м³ растворённого и 123,0 млн м³ прорывного газа.

Скважина № 107 введена в эксплуатацию в апреле 2012 года с начальным и одновременно с максимальным дебитом нефти 529 тонн/сут. (649 м³/сут.) и газовым фактором 162,9 м³/т. Уже в июне газовый фактор достиг 336,9 м³/т при дебите нефти 402,2 тонн/сут. После этого темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 297 тонн/сут., газовый фактор 896,8 м³/т, обводнённость продукции 2 %. За период эксплуатации из скважины отобрано 89,2 тыс. тонн нефти, 89,6 тыс. тонн жидкости и 48,9 млн м³ газа, в том числе 9,3 млн м³ растворённого и 39,6 млн м³ прорывного.

Скважина № 104 введена в эксплуатацию в июне 2012 года с начальным дебитом нефти 596 тонн/сут. (732 м³/сут.) и газовым фактором 119,2 м³/т. Максимальный дебит нефти 668 тонн/сут. достигнут в июле при газовом факторе 170,2 м³/т, а уже в августе при дебите нефти 480 тонн/сут. величина газового фактора составила 367 м³/т. После этого, несмотря на перевод скважины на меньшие штуцера, темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 330 тонн/сут., газовый фактор 865 м³/т, обводнённость продукции 15 %. За период эксплуатации из скважины отобрано 92,8 тыс. тонн нефти, 96,8 тыс. тонн жидкости и 40,8 млн м³ газа, в том числе 9,7 млн м³ растворённого и 31,1 млн м³ прорывного.

Скважина № 116 введена в эксплуатацию в июле 2012 г. с начальным дебитом нефти 931 тонн/сут. и газовым фактором 116,7 м³/т. Максимальный дебит нефти 1387 тонн/сут. достигнут в августе при газовом факторе 115,8 м³/т. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 1103 тонн/сут., дебит жидкости 1190 тонн/сут., газовый фактор 284,2 м³/т, обводнённость продукции 7 %. Снижение дебитов нефти и жидкости обусловлено наметившемся прорывом газа газовой шапки. За период эксплуатации из скважины отобрано 220,0 тыс. тонн нефти, 226,5 тыс. тонн жидкости и 37,6 млн м³ газа, в том числе 22,9 млн м³ растворённого и 14,7 млн м³ прорывного.

Скважина № 114 введена в эксплуатацию в сентябре 2012 года с начальным и одновременно максимальным дебитом нефти 368 тонн/сут. (452 м³/сут.) и газовым фактором 126,8 м³/т. Уже в октябре газовый фактор достиг 381,4 м³/т при дебите нефти 347,9 тонн/сут. После этого, темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 227 тонн/сут., дебит жидкости 236 тонн/сут., газовый фактор 916,6 м³/т, обводнённость продукции 4 %. Снижение дебитов нефти и жидкости обусловлено прорывом газа газовой шапки. За период эксплуатации из скважины отобрано 33,5 тыс. тонн нефти, 34,2 тыс. тонн жидкости и 16,6 млн м³ газа, в том числе 3,5 млн м³ растворённого и 13,1 млн м³ прорывного.

Скважина № 109 введена в эксплуатацию в декабре 2012 г. с начальным дебитом 894,2 тонн/сут. (1100 м³/сут.) и газовым фактором 112,6 м³/т. Следует отметить, что в течение месяца дебит нефти изменялся от 323 тонн/сут. до 1296 тонн/сут. Скважина является высокодебитной. За период эксплуатации из скважины отобрано 25,9 тыс. тонн безводной нефти и 2,9 млн м³ газа, в том числе 2,7 млн м³ растворённого и 0,2 млн м³ прорывного.

Сравнение проектных и фактических показателей

На месторождении имени Ю. Корчагина разработка нефтегазоконденсатных залежей в отложениях неокомского надъяруса и волжского яруса ведётся на основании утвержденного проектного документа. Сопоставление фактических и проектных показателей разработки в целом по месторождению приведено на рисунке 3.

Из представленных данных видно, что в период 2010–2012 гг. фактические уровни добычи нефти и жидкости существенно ниже проектных показателей.

В 2010 году фактическая добыча нефти 55,3 тыс. тонн и жидкости 55,5 тыс. тонн ниже их проектных значений (343,3 и 343,5 тыс. тонн) на 84 %.

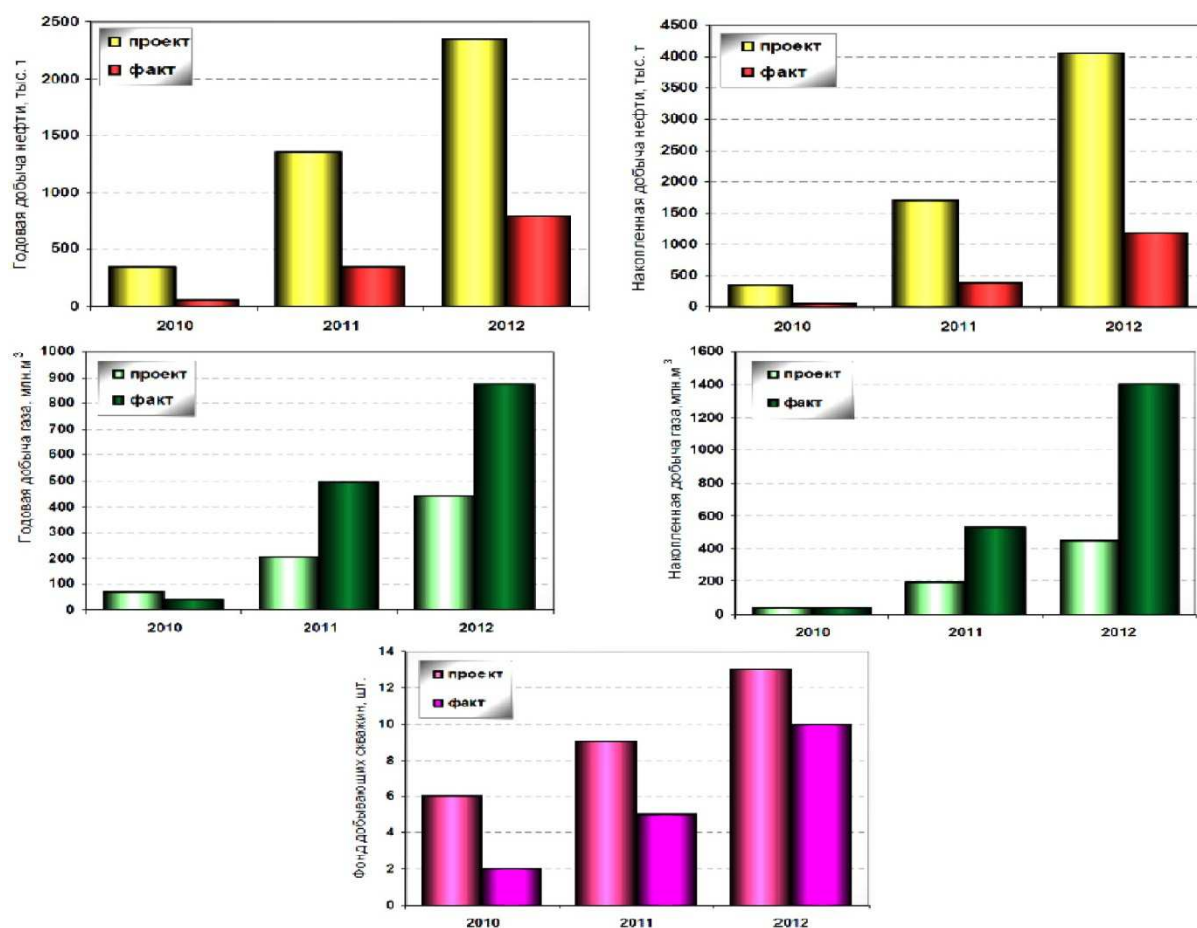


Рисунок 3 – Сравнение фактических и проектных показателей

Основные причины столь значительного отличия между проектом и фактом следующие:

- более поздний ввод залежей в разработку, чем планировалось. Так, по проекту начало добычи нефти было предусмотрено с 01.02.2010, фактически первую нефть получили в апреле, а полномасштабный ввод месторождения состоялся в июле 2010 года;

- фактический фонд добывающих скважин (2 шт. – на волжский ярус) меньше проектного (6 шт.) на 4 скважины, из которых 2 планировались на залежь волжского яруса и 2 – на залежь неокомского надъяруса. В процессе бурения первых скважин были получены данные, которые изменили представления о геологическом разрезе месторождения. Геологические условия для проводки скважин оказались более сложными, чем ожидалось. Был изменён порядок ввода скважин и снижены коммерческие скорости бурения. Соответственно изменение скоростей отразилось на сроках строительства и ввода скважин в эксплуатацию;

- фактический средний дебит по нефти скважин волжского яруса (275 тонн/сут.) ниже проектного (356 тонн/сут.) в 1,3 раза. Это связано в основном с меньшей проницаемостью пород-коллекторов, чем прогнозировалась. Так, средневзвешенная проницаемость нефтенасыщенной зоны волжского яруса в актуализированной фильтрационной модели 2012 года составляет 0,065 мкм² (по проекту 1,65 мкм²). Во-вторых, с более высоким газовым фактором, составляющим в среднем 694 м³/т, (по проекту 126 м³/т), обусловленным прорывом газа газовой шапки. Причём, как показала эксплуатация скважин, результаты расчётов на фильтрационной модели и закачка трассеров в газонагнетательную скважину № G-1, источником прорывного газа являются как газовая шапка волжского яруса, так и газовая шапка залежи неокомского надъяруса.

Невыполнение плана по использованию попутного газа в 2010 году (22 %) связано с тем, что не был предусмотрен порядок вывода на проектный режим оборудованная эксплуатационно-технологического комплекса с малым количеством добывающих скважин (2 шт.) и в период пусконаладочных работ.

В 2011 году фактическая добыча нефти и жидкости (338,1 и 403,8 тыс. тонн) также оказалась ниже проектной (1351,5 и 1435,6 тыс. тонн) на 75 и 72 % соответственно.

Причины этого следующие:

- фактический фонд добывающих скважин (5 шт.) ниже проектного (9 шт.) на 4 скважины, из которых одна планировалась на залежь волжского яруса и 3 – на залежь неокомского надъяруса;

- средние по месторождению дебиты нефти и жидкости (280 и 335 тонн/сут.) ниже проектных (515 и 547 тонн/сут.) как по причинам, описанным выше, так и в связи с тем, что:

- фактическая протяжённость горизонтальных стволов по коллектору оказалась меньше проектной, что объясняется более неоднородным распространением пластов-коллекторов. Так, например, дебит скважины № 110 прогнозировался при $L_{\text{геэфф}}$, равной 856 м, а по факту она составила 456 м;

- фактическая обводнённость добываемой продукции (32,3 %) по новым скважинам неокомского надъяруса превысила проектную (5,5 %).

Основной вклад в рост обводнённости внесла неокомская скважина № 113, в продукции которой с самого начала эксплуатации отмечено ~ 50 % воды. Объяснением этому могут служить результаты трассерных исследований, которые свидетельствуют о более тесной гидродинамической связи между нефтенасыщенной и водоносной областями. Кроме того, данные ГИС, керны и шлама свидетельствуют об отсутствии в интервале залегания подошвенной части неокома и кровли волжских отложений покрышек с надёжными экранирующими свойствами. Поэтому можно ожидать, что и в пределах каждой из залежей непроницаемые прослои могут также характеризоваться слабыми экранирующими свойствами и иметь зоны повышенной проводимости, связанные с зонами разуплотнения пород или наличия трещинной составляющей.

- продолжился рост газового фактора по волжским скважинам – в среднем до 2097 м³/т, а по скважинам неокомской залежи фактический газовый фактор (290 м³/т) более чем вдвое превысил проектный (104,3 м³/т)

Невыполнение плана по использованию попутного газа в 2011 году (92 %) обусловлено следующим. Фактический газовый фактор в целом по месторождению достигал 1460 м³/т (при проектном 115,7 м³/т). В связи с этим молярная масса газа по ступеням сепарации технологического комплекса не соответствовала проектным решениям. В целях недопущения снижения уровня добычи нефти в период пуско-наладочных работ (ПНР) недропользователь был вынужден ограничить использование газа 3 и 4 ступеней. По итогам завершения ПНР компрессоров уровень использования попутного газа был увеличен с 40,1 до 99,3 %. В 2012 году фактический отбор нефти и жидкости (792,9 и 965,7 тыс. тонн) ниже проектного (2347,5 и 2932,6 тыс. тонн) на 66 и 67 % соответственно, что обусловлено следующим:

- фактический фонд добывающих скважин (10 шт.) ниже проектного (13 шт.) на 3 скважины, которые планировалась на залежь неокомского надъяруса;

- фактические дебиты по нефти и жидкости составляют 306 и 373 тонн/сут., что почти в 2 раза ниже запланированных, равных соответственно 595 и 744 тонн/сут. Основные причины расхождения фактических и проектных дебитов аналогичны описанным выше.

Результаты изучения причин и источников прорыва газа, как говорилось выше, свидетельствуют о том, что между залежами неокомского надъяруса и волжского яруса существует более тесная гидродинамическая связь через возможные зоны разуплотнения, приуроченные к покрышке между ними. Сначала математическое моделирование, а затем и результаты трассерных исследований подтвердили это.

Все эти факторы обусловили необходимость применения современных МУН.

Ограничивающие факторы применения МУН на месторождении имени Ю. Корчагина

Методы увеличения нефтеотдачи включают (но не ограничиваются) следующие технологии нефтеизвлечения:

- попеременную или чередующуюся закачку воды и газа;
- физико-химические МУН (закачка полимеров, поверхностно-активных веществ, гелей, пен и т.п.);

- закачку газов, отличных от углеводородных (например, углекислого газа, азота, дымовых газов и т.п.);
- микробиологические методы увеличения нефтеотдачи;
- термические методы увеличения нефтеотдачи.

В течение двух последних десятилетий в дополнение к термину МУН стал использоваться ещё один термин, переводимый как методы усовершенствованной нефтеотдачи, объединяющий собой все известные методы и технологии более эффективного нефтеизвлечения. В соответствии с определением Норвежского нефтяного директора:

- термин методы усовершенствованной нефтеотдачи включает в себя все методы, в результате применения которых может быть достигнута более высокая нефтеотдача по сравнению с ожидаемой в определенный момент времени от использования традиционных технологий нефтеизвлечения.

Например, более высокая нефтеотдача может быть достигнута как за счёт сочетания традиционных технологий добычи, более качественного управления и контроля за разработкой залежи и снижения расходов, так и за счёт использования методов увеличения нефтеотдачи.

Обычно используемые методы усовершенствованной нефтеотдачи включают в себя, но не ограничиваются следующими технологиями:

- закачка воды или газа;
- дополнительное разбуривание залежи;
- бурение горизонтальных скважин для добычи нефти из тонких пропластков или же «карманов» пласта с неизвлечённой нефтью;
- бурение скважин большой протяженности для добычи нефти из удалённых частей пласта (эта технология обычно используется при разработке шельфовых месторождений или в условиях, при которых обустройство новой буровой площадки сопряжено с неоправданно большими затратами времени и средств);
- усовершенствование системы сбора и подготовки нефти, воды и газа;
- снижение устьевого давления в добывающих скважинах;
- использование лучшей стратегии заканчивания скважин.

Заканчивание является важным аспектом в процессе строительства скважины. Промысловый опыт свидетельствует, что качество выполнения и успешность работ на всех этапах строительства скважины в значительной степени влияет на её стартовые показатели, что также определяет дальнейшую динамику добычи. Эффективная работа призабойной зоны во многом зависит от того, насколько конструкция забоя соответствует геологическим условиям залегания продуктивного пласта. Поэтому большое внимание уделяют обоснованию и выбору рациональной конструкции забоя добывающих скважин.

Как следует из определения МУН, объектами применения методов увеличения нефтеотдачи являются:

- запасы нефти, остающиеся в пласте после применения первичных и вторичных методов добычи;
- так называемые трудноизвлекаемые запасы нефти (тяжёлая и вязкая нефть, пласты с низкой проницаемостью, залежи со сложным геологическим строением и т.д.).

В обоих случаях объектами применения МУН являются запасы нефти, которые могут быть извлечены экономически выгодно. Это означает, что объём нефти, добытой с помощью МУН, зависит от определённых условий, таких как экономические условия, политическая ситуация, уровень технологии и т.п., и не представляет собой неизменную величину, как, например, начальные геологические запасы нефти.

Обширные нефтегазовая и водонефтяная зоны на залежах месторождения имени Ю. Корчагина являются ограничивающими факторами для применения ряда способов воздействия на пласт и призабойную зону, увеличивающих риски прорывов воды и газа к забоям скважин. Так, например, неприемлемыми являются гидроразрывы пластов, ведущие к возможному образованию вертикальных трещин и преждевременному загазованию или обводнению продукции скважин. Близость ГНК и ВНК, наличие верхних вод и газовых шапок во многом обусловили разработку залежи скважинами с горизонтальным завершением ствола.

Скважины с большим отходом от вертикали вводятся в эксплуатацию по всему миру. На рисунке 4 представлены подобные скважины с точкой отметки по забюю (вертикальная глубина и глубина по стволу скважины).

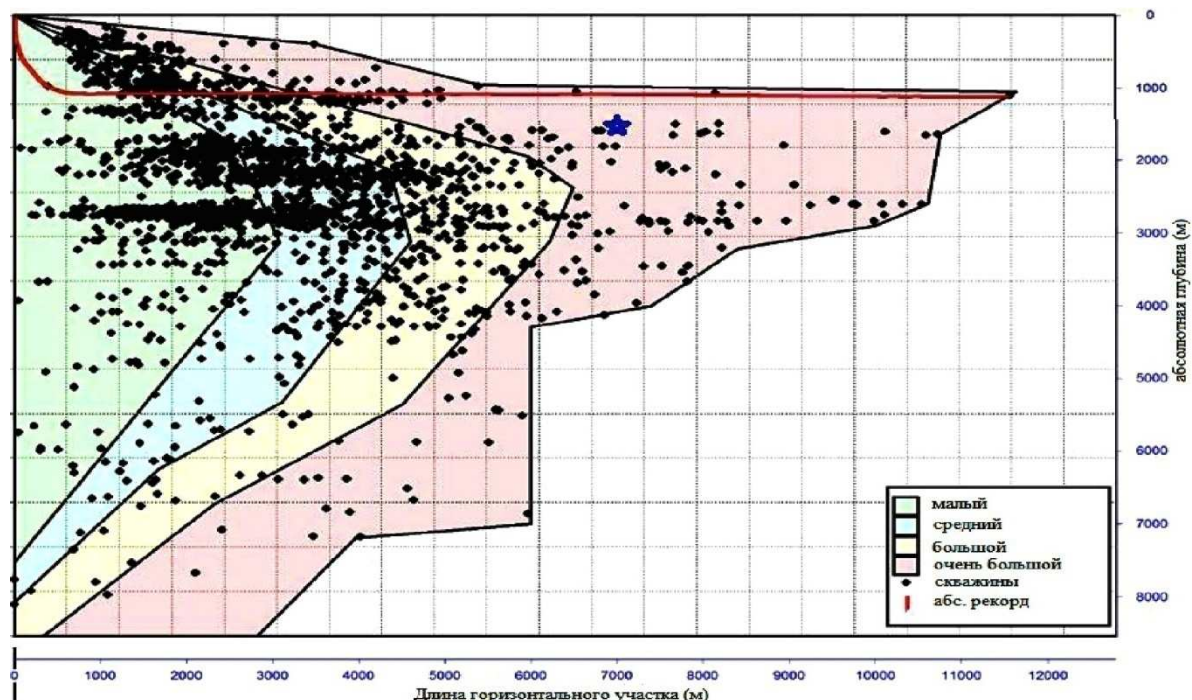


Рисунок 4 – Скважины с большим отходом от вертикали

Звёздочкой отмечены типовые скважины на месторождении имени Ю. Корчагина (глубина по вертикали 1530 метров, общая длина скважины 7000 метров, длина горизонтального открытого ствола более 5000 метров).

Существенной проблемой при разработке месторождения имени Ю. Корчагина стали прорывы газа из газовой шапки. Характерное поведение газового фактора и обводнённости для одной из скважин месторождения имени Ю. Корчагина представлено на рисунке 5.

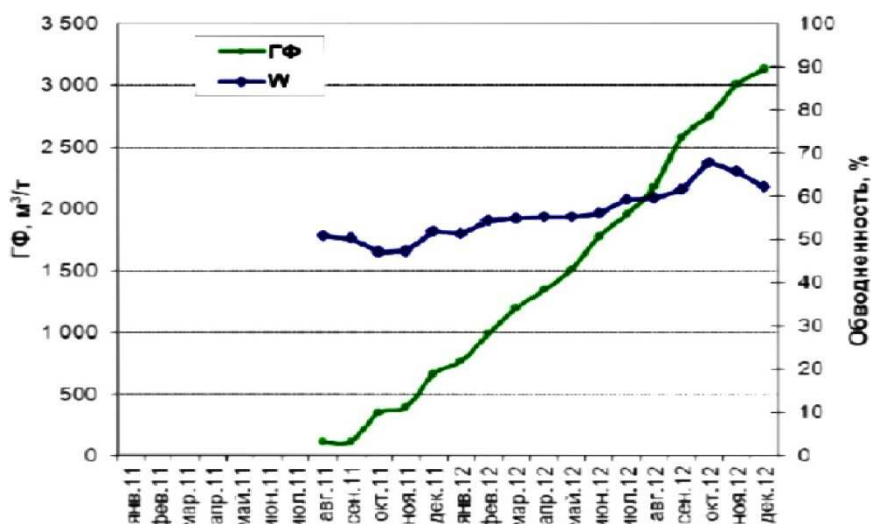


Рисунок 5 – Характерное поведение ГФ для скважины № 113

Причинами преждевременного прорыва газа на скважинах месторождения имени Ю. Корчагина стали:

- неравномерное распределение профиля депрессии;
- существенная неоднородность по проницаемости вдоль ствола скважины.

Скважины месторождения имени Ю. Корчагина работают на небольших депрессиях (1–3 атмосферы). Как видно из данного рисунка, потери на трении для длинных горизонтальных скважин могут составить от 30 до 50 %.

На рисунке 6 представлено распределение депрессии по стволу длинной горизонтальной скважины.

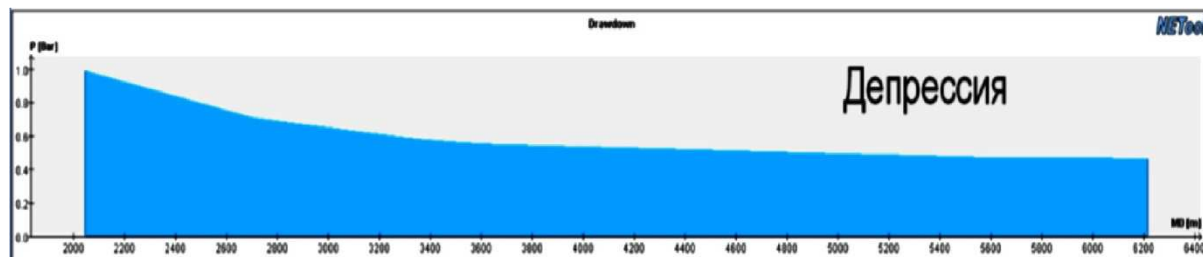


Рисунок 6 – Распределение депрессии вдоль ствола скважины

Соответственно при таком распределении депрессии существенный риск прорыва газа по пяточной области.

На рисунке 7 представлено распределение проницаемости по стволу длинной горизонтальной скважины. Как видно из данного рисунка, можно предположить больший риск прорыва газа по высокопроницаемым интервалам.

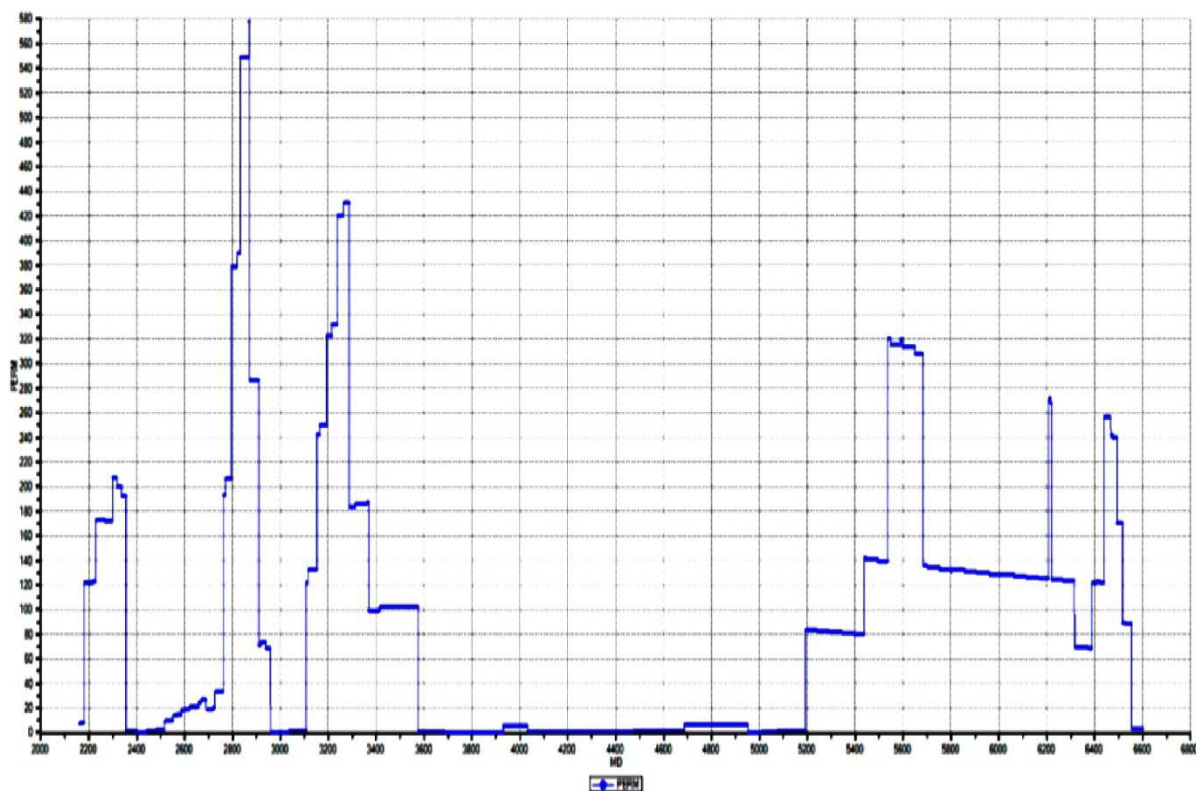


Рисунок 7 – Профиль проницаемости

Отличительными особенностями разработки неоконской залежи месторождения имени Ю.Корчагина является то, что вскрытие продуктивных отложений с различными характеристиками коллектора производится горизонтальными стволами большой протяженности и, в связи с наличием газовой шапки и подстилающих вод, возникает необходимость применения устройств контроля притока, предназначенных для регулирования отборов из зон с различными коллекторскими свойствами, с целью предотвращения прорывов газа и воды.

Отложить прорывы газа возможно с помощью устройств контроля притока.

Системы контроля притока

Пассивные устройства контроля притока

Пассивные устройства контроля притока (УКП), которые также ещё называют пассивными регуляторами притока (РП) из-за их пассивной природы контроля, предназначены для выравнивания притока в скважину. Они устанавливаются на хвостовике.

Данные системы создают дополнительные фильтрационные сопротивления течению потока флюидов из призабойной зоны в ствол скважины, тем самым изменяя значение рабочей депрессии на пласт. В состав таких устройств входит ограничитель потока, который создает дополнительный перепад давления.

Типичная схема пассивных устройств контроля притока УКП показана на рисунке 8. Сначала добываемая жидкость проходит через экран или песчаный фильтр, затем попадает в специальный отсек, проходит через ограничивающие приток устройства, и после этого уже поступает в основную колонну.

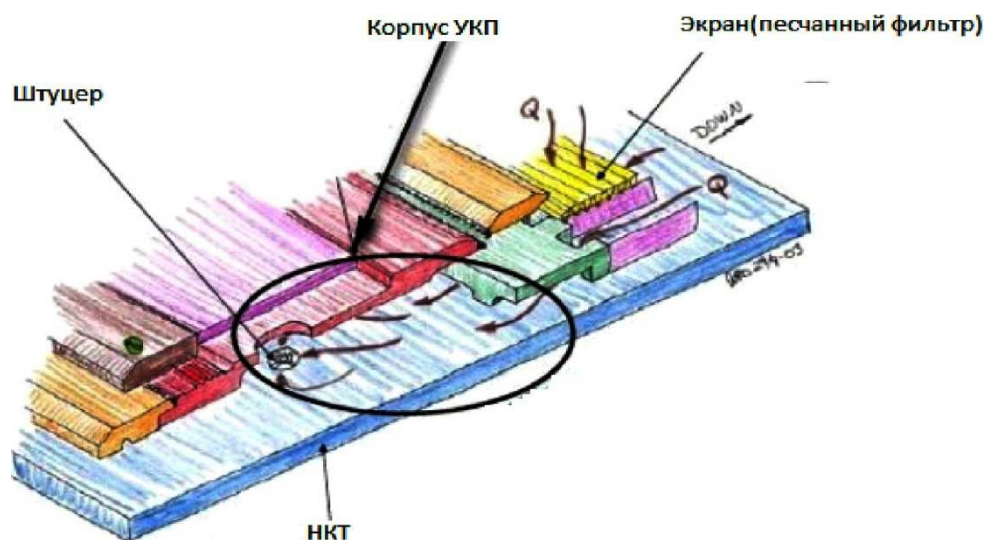


Рисунок 8 – Общая схема пассивного УКП

Существует шесть основных типов ограничителя, которые в настоящее время применяются в нефтяной индустрии: лабиринтный, спиральный, пазовый, трубчатый, штуцерный, ограничитель в виде отверстий.

Штуцерное устройство создает определенный перепад давления пропорционально плотности жидкости и линейной скорости. На основании условий конкретного пласта штуцеры предварительно регулируются, исходя из предполагаемых характеристик пласта, свойств флюида и величин расхода.

Пассивные устройства контроля притока, безусловно, обладают рядом преимуществ перед обычной компоновкой. Однако у таких устройств есть ряд недостатков. Во-первых, они ограничивают приток в скважину, тем самым уменьшая начальные дебиты. Поэтому широкое применение пассивные УКП нашли, в основном, в высокопроницаемых залежах. Во-вторых, значительным критерием успешности применения УКП является правильное представление о фильтрационно-емкостных параметрах пласта как в призабойной зоне, так и в межскважинном пространстве. Однако такие данные, как правило, не доступны на начальной стадии разработки, существуют высокие риски и большая неопределённость.

Эффективность пассивных устройств контроля существенно падает после прорыва воды или газа, поскольку подвижность воды (а тем более газа) значительно выше, чем у нефти, и перепад давления на самом устройстве уменьшается. После прорыва вода или газ продолжают поступать в скважину, тем самым ограничивая приток нефти из других секций скважины.

Активные «интеллектуальные» устройства контроля притока

«Интеллектуально» законченная скважина – это скважина, конструктивно объединяющая ряд компонентов для сбора, передачи и анализа данных о добыче и пласте

в режиме реального времени, и дающих возможность управлять притоком на отдельных интервалах перфорации в целях оптимизации добычи, без проведения внутри-скважинных работ.

Эти функции реализуются посредством дистанционно управляемых клапанов и систем измерения на забое, устанавливаемых в скважине.

Цели установки интеллектуальных систем контроля притока:

- 1) увеличение накопленной добычи нефти на одну скважину;
- 2) снижение себестоимости добычи нефти;
- 3) оптимизация всех последующих работ и исследований в скважине;
- 4) снижение риска прорыва водяных или газовых конусов;
- 5) контроль и выравнивание профиля притока;
- 6) контроль за прорывами газа или воды;
- 7) стабилизация дебита по нефти;
- 8) ускорение процесса принятия решений.

Возможность переключения скважинных клапанов в заданный момент вместе со сбором данных скважинных датчиков остаются доступными на протяжении всего срока эксплуатации скважины. Конкретная схема расположения датчиков может быть адаптирована для поддержки различных типов исследований эксплуатационных скважин, а также проведения исследований на установившихся режимах притока и регистрации КВД. Таким образом, интерпретация данных в режиме реального времени становится частью непрерывного цикла наблюдения за «интеллектуальной» скважиной.

Пример скважины с интеллектуальным заканчиванием представлен на рисунке 9.

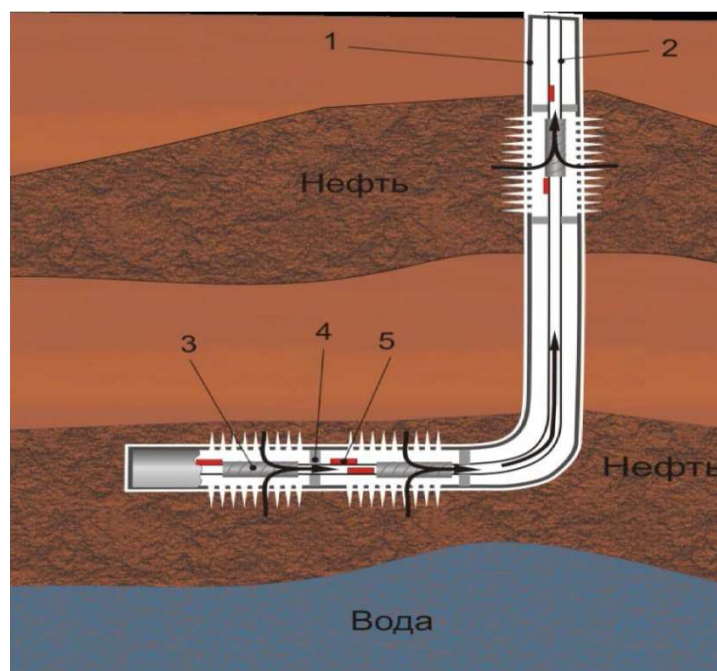


Рисунок 9 – Схема скважины с интеллектуальным заканчиванием:

- 1 – эксплуатационная обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – устройства контроля притока в НКТ;
4 – изоляционные пакеры; 5 – датчики температуры и давления

Основными элементами интеллектуального заканчивания скважины являются:

- 1) НКТ;
- 2) пакеры в затрубном пространстве для изоляции интервалов перфорации друг от друга;
- 3) устройства контроля притока (inflow control valve или ICV), регулирующие приток флюидов с интервалов перфораций в НКТ;
- 4) системы измерения на забое (чаще всего это датчики давления и температуры, установленные на каждом интервале перфорации снаружи и внутри НКТ).

При разработке месторождений горизонтальными скважинами большой длины, а также при значительных дебитах, существенным становится влияние перепада дав-

ления в стволе скважины. Потери давления за счёт трения могут достигать значения величины депрессии, что может ограничивать оптимальную длину горизонтального участка и приводить к значительной разнице в депрессии на пласт в зонах пятки и носка скважины. Такая разница может приводить к прорывам подошвенной воды в пяточной области скважины, или газа при разработке подгазовой зоны. Использование систем «интеллектуального» заканчивания позволяет нивелировать разницу давления в стволе скважины и выровнять профиль притока.

Основа технологии интеллектуального заканчивания – управляемые с поверхности активные клапаны контроля притока, спускаемые на НКТ, используемые для регулирования притока из отдельных зон или боковых стволов, и постоянные скважинные датчики температуры и давления.

Все клапаны контроля притока можно разделить по двум критериям: гибкости и способу контроля.

По гибкости контроля можно выделить три основных типа КПК:

- 1) двухпозиционные (только два положения «открыт / закрыт»;
- 2) многопозиционные;
- 3) клапаны непрерывного контроля.

Для управления клапанами контроля притока с поверхности необходима контрольная линия. Существует несколько типов: гидравлическая; электрическая; смешанная; гидравлико-электрическая без контрольной линии.

Наиболее распространённым является применение гидравлических контрольных линий управления, которыми на сегодняшний день оборудовано 85 % из приблизительно 900 существующих скважин с «интеллектуальным» заканчиванием. Причиной столь широкого использования гидравлических контрольных линий является относительная дешевизна. Однако такие способы контроля накладывают ограничение на число клапанов. На сегодняшний день максимум 8 клапанов могут быть использованы в одной скважине.

На месторождении имени Ю. Корчагина в 2014 году была закончена первая скважина, в которой реализована система интеллектуального контроля притока из горизонтального ствола, разделённого на 4 интервала с помощью разбухающих пакеров в сочетании с гидравлическими клапанами контроля притока (ККП). Каждый из ККП оборудован датчиками давления и температуры, которые снимают показатели, как в стволе, так и в затрубном пространстве. Горизонтальный участок ствола скважины разделён на четыре зоны (А, В, С, D), считая от носка горизонтального ствола (рис. 10). Приток из всех 4 зон через клапаны контроля притока собирается во внутреннюю трубу (НКТ), по которой подаётся на устье скважины.

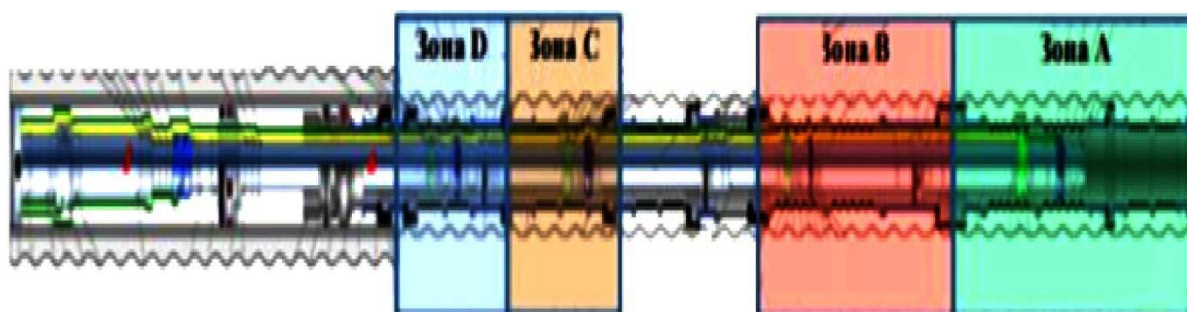


Рисунок 10 – Схема оборудования скважины №113

Оборудование системы «интеллектуального» контроля притока спущено в скважину внутри щелевого хвостовика, за колонное пространство за которым перегораживается разбухающими пакерами. Притоки из каждой зоны проходят через четыре затрубных ККП, которые разделены тремя пакерами внутри затрубного пространства (между колонной НКТ и щелевым хвостовиком). Четыре двойных датчика (в трубе и затрубе) измеряют как давление, так и температуру. Горизонтальная секция скважины разделена пакерами на 4 зоны.

«Интеллектуальный» контроль притока скважины № 113 представляет собой разобщение зон с помощью разбухающих пакеров в сочетании с гидравлическими клапанами контроля притока и двумя глубинными датчиками давления на каждом ККП. Этот тип «интеллектуального» контроля притока позволяет независимо открывать и закрывать каждую зону с помощью различных штуцеров (8 позиций), в то время как датчики контролируют перепад давления на каждом из клапанов.

Данные с датчиков показывают давление и температуру в НКТ и затрубном пространстве для каждой из четырёх зон. Поскольку все ККП являются затрубными клапанами с калиброванными позициями штуцеров, любая заметная разница между давлением в затрубном пространстве и в НКТ должна давать оценку соответствующего зонального притока.

Оборудование интеллектуального заканчивания (пакера, клапана, системы мониторинга) спускается в скважину на колонне НКТ, а все гидравлические линии и электрические кабели присоединяются к НКТ хомутами для защиты во время спускоподъёмных операций. И эксплуатация также ведётся через данную колонну НКТ. Следовательно, появляется одно из важных ограничений по возможности использования интеллектуальных систем заканчивания – данную систему возможно установить при фонтанной или газлифтной эксплуатации скважин. При эксплуатации скважин УЭЦН не будет возможности разделить оборудование на нижнее и верхнее заканчивание.

Данная скважина была лучшей скважиной на месторождении по показателям добычи нефти на 2014 год. Но на этом развитие технологии не остановилось. ПАО «Лукойл» предполагает применять данную технологию при разработке соседних шельфовых месторождений Каспийского моря.

Активные «интеллектуальные» устройства контроля притока (заканчивания) обеспечивают:

- 1) распределение дебита жидкости отдельно по зонам ствола скважины;
- 2) регулирование коэффициентов продуктивности и среднего пластового давления по каждой из зон горизонтального ствола.

Применение описанных рабочих процессов минимизирует необходимость проведения промыслово-гидродинамических исследований и остановок скважины для продолжительных исследований каждой зоны пласта с поверхности, тем самым сокращая эксплуатационные затраты и предотвращая отсроченную добычу нефти.

Из всего вышесказанного можно сделать выводы, что интеллектуальные системы контроля притока:

- 1) позволяют увеличить коэффициент извлечения нефти за счёт увеличения коэффициента охвата;
- 2) минимизировать объёмы попутно добываемых газа или воды;
- 3) перераспределить депрессию по стволу скважины и выровнять профиль притока;
- 4) оптимизировать работу скважины на протяжении всего срока её эксплуатации с достижением максимальных объёмов добычи нефти;
- 5) продлить время работы скважины.

Перспективы развития месторождения имени Ю. Корчагина

Разработка месторождения имени Ю. Корчагина – это уникальный пилотный проект для Российской Федерации. По данным генерального директора «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» Николая Ляшко, компания комплексно изучила российскую часть Каспийского моря. Была пробурена 21 скважина общей длиной в 52 тыс. м. В результате были выявлены и подготовлены к глубокому бурению 14 перспективных структур с запасами в 810 млн тонн условного топлива. В российской части Каспия было открыто 8 пластовых месторождений углеводородов с суммарными запасами категории $C_1 + C_2$ в 1,6 млрд тонн.

Месторождение имени Ю. Корчагина является первооткрывателем на российском шельфе Каспия. В ходе разработки появились непредвиденные проблемы, такие как преждевременный прорыв воды, опережающий прорыв газа, не совсем подходя-

щий тип заканчивания скважин, невыполнение плановых показателей. Успешное применение интеллектуальных устройств контроля притока дало толчок к использованию и усовершенствованию подобных технологий, которые в перспективе позволят обеспечить не только плановые уровни добычи нефти, но и значительно повысить эффективность управления скважинами и, тем самым, положительно повлиять на процесс разработки шельфовых месторождений.

Месторождение имени Ю. Корчагина введено в эксплуатацию одним из первых в северной части Каспийского моря, в 2010 году. В дальнейшем по оценке компании на протяжении 15–20 лет уровень добычи здесь будет составлять в среднем около 1,1 млрд м³ газа и 2,2 млн тонн нефти в год. Предполагаемая добыча нефти за 30 лет составит 28,8 млн тонн.

Литература:

1. Групповой рабочий проект № 574 на строительство эксплуатационных скважин на месторождении имени Ю. Корчагина (ЛСП-1) : Договор № 08V1150-87/08 ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2008. – 453 с.
2. Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов, результатов исследования керна, шлама, пластовых флюидов по скважине Ракушечная и оперативный подсчёт запасов по структуре : Отчёт по договору 05V1269-159-05 / рук. И.В. Воронцова. – ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИ-морнефть», 2005. – 456 с.
3. Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов, результатов исследования керна, шлама, пластовых флюидов по скважине № 4 Ракушечная и оперативный подсчёт запасов нефти и газа на месторождении имени Ю. Корчагина : Отчёт по договору 06V095-93-06 / рук. И.Б. Федотов. – ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2006. – 120 с.
4. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2006. – 412 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
7. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
12. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
13. Гусейнов Ч.С., Иванец В.К., Иванец Д.В. Обустройство морских нефтегазовых месторождений. – М. : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. – 608 с.
14. Золотухин А.Б., Гудместад О.Т., Ермаков А.И. Основы разработки шельфовых и нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. – М. : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2000. – 770 с.
15. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
16. Кустышев А.В. Особенности эксплуатации шельфовых месторождений : курс лекций. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 118 с.
17. Мищевич В.И., Логунцов Б.М., Уманчик Н.П. Разведка и эксплуатация морских нефтяных и газовых месторождений. – М. : Издательство «Недра», 1978. – 206 с.
18. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.

19. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
20. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
21. Харин А.Ю., Харина С.Б. Скважинная добыча углеводородов морских и шельфовых месторождений : учебное пособие. – Уфа : Издательство УГНТУ, 2004. – 140 с.
22. Аскерова Р.И. О волновом воздействии на морские гидротехнические сооружения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 51–53.
23. Вострикова М.А., Кашин Я.М., Шкода В.В. О загрязнении воздушного бассейна токсичными компонентами отработавших газов морских судов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 102–104.
24. Ильинский Д.А., Либерзон М.Р., Шаренков С.Б. Комплексный подход к проведению сейсморазведки на шельфе моря при помощи автономных самовсплывающих донных станций // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 111–113.
25. Кирпичев В.Е. Континентальный шельф: освоение морских месторождений России // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 78–80.
26. Котельников А.С., Савенок О.В. Экологические риски при морской добыче нефти и газа / Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах; отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 60–63.
27. Котельников А.С. Особенности морской добычи нефти // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 165–181.
28. Родионов В.П. Проблемы обрастания морских буровых установок, эксплуатируемых на континентальном шельфе // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 239–242.
29. Руденко М.Ф., Маринюк Б.Т. Применение криогенных технологий для предотвращения риска экологического загрязнения на реках и морях // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 5: Химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности. – С. 265–269.

References:

1. Group working draft № 574 on construction of operational wells on the field of name Yu. Korchagina (LSP-1) : Contract № 08V1150-87/08 of LLC Lukoil-Volga-Gradnipimorneft, 2008. – 453 p.
2. The analysis and generalization of geologic-geophysical materials, results of a research of a core, slime, formation fluids on the Shelly well and expeditious calculation of stocks on structure : Report on contract 05V1269-159-05/hands. I.V. Vorontsova. – LLC Lukoil-Volga-Gradnipimorneft, 2005. – 456 p.
3. The analysis and generalization of geologic-geophysical materials, results of a research of a core, slime, formation fluids on the Shelly well № 4 and expeditious calculation of reserves of oil and gas on the field of name Yu. Korchagina : Report on contract 06V095-93-06/hands. I.B. Fedotov. – LLC LUKOIL-VolgogradNIPImorneft, 2006. – 120 p.
4. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Offshore oil and gas facilities. Equipment and technology of development and operation of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2006. – 412 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – T. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovikh i gazovikh sverdlovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.
12. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.
13. Guseynov Ch.S., Ivanets V.K., Ivanets D.V. Arrangement of sea oil and gas fields. – M. : Oil and Gas publishing house of RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2003. – 608 p.
14. Zolotukhin A.B., Gudmestad O.T., Ermakov A.I. Bases of development of offshore and oil and gas fields and construction of offshore facilities in the Arctic. – M. : Oil and Gas publishing house of RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2000. – 770 p.
15. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – 274 p.
16. Kustyshev A.V. Features of operation of offshore fields: course of lectures. – Tyumen : TSOGU, 2005. – 118 p.
17. Mishchevich V.I., Loguntsov B.M., Umachik N.P. Investigation and operation of sea oil and gas fields. – M. : Nedra publishing house, 1978. – 206 p.
18. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
19. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Hvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2017. – 326 p.
20. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novochoerkassk : Lik, 2016. – 290 p.
21. Kharin A.Yu., Kharina S.B. Borehole extraction of hydrocarbons of sea and offshore fields : manual. – Ufa : UGNTU publishing house, 2004. – 140 p.
22. Askerova R.I. About wave impact on offshore hydraulic engineering constructions // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 51–53.
23. Vostrikova M.A., Kashin Ya.M., Shkoda V.V. O pollution of the air basin toxic components of the fulfilled gases of sea vessels // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 102–104.
24. Ilyinsky D.A., Liberzon M.R., Sharenkov S.B. An integrated approach to carrying out seismic exploration on the shelf of the sea through the autonomous self-emerging ground stations // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 111–113.
25. Kirpichev V.E. Continental shelf: development of sea fields of Russia // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and trade geophysics. – P. 78–80.
26. Kotelnikov A.S., Savenok O.V. Environmental risks at sea oil and gas production / Collection of the best scientific works of the young scientists of the Kuban state technological university who are marked out by awards at competitions; shef edition S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FGBOOU VO of «KubGTU», 2018. – P. 60–63.

27. Kotelnikov A.S. Features of sea oil production // Science. Engineering. Technology (poly-technical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 165–181.

28. Rodionov V.P. Problems of fouling of the offshore drilling rigs operated on the continental shelf // Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 239–242.

29. Rudenko M.F., Marinyuk B.T. Use of cryogenic technologies for prevention of risk of ecological pollution on the rivers and the seas // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 5: Chemical technology and ecology in the oil and gas industry. – P. 265–269.