УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА АХТЫНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES ON THE AKHTINSKOYE OIL FIELD

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

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

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

Аннотация. В статье проведён анализ применения геолого-технических мероприятий на Ахтынском нефтяном месторождении. Показано, что в процессе освоения скважин широко применялись обработки призабойной зоны соляной кислотой. Эффективность этих обработок не вызывает сомнения, однако количественную оценку эффекта дать в большинстве случаев невозможно, поскольку ОПЗ скважин, как правило, производились до вызова притока. На нижнесилурийской залежи производились гидроразрывы пласта – 3 кислотных ГРП по технологии компании «Schlumberger». Для оценки перспектив выполнения гидроразрыва пласта с целью интенсификации добычи и повышения КИН рекомендуется выполнить один ГРП в одной из скважин северного участка нижнесилурийской залежи. В скважине № 602 выполнено бурение бокового ствола, которое подтвердило перспективность использования этого метода. За 8 неполных месяцев, прошедших после забуривания ствола, из скважины отобрано 20,8 тыс. тонн нефти.

Ключевые слова: анализ применения геолого-технических мероприятий, обработка призабойной зоны соляной кислотой, эффективность солянокислотных обработок, количественная оценка эффекта, влияние на фильтрационные характеристики коллектора растворов соляной кислоты, средний эффект от проведения СКО, средняя продолжительность эффекта.

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

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

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

Annotation. The article analyzes the application of geological and technical measures on the Akhtynskoye oil field. It is shown that in the process of well development, treatments of the bottom-hole zone with hydrochloric acid were widely used. The effectiveness of these treatments is not in doubt, however, in most cases it is impossible to quantify the effect, since the well bottomhole treatment, as a rule, was carried out before the inflow was called. On the Lower Silurian deposit, hydraulic fracturing was carried out – 3 acid fracturing according to the technology of the «Schlumberger» company. To assess the prospects for hydraulic fracturing in order to intensify production and increase oil recovery factor, it is recommended to perform one hydraulic fracturing in one of the wells in the northern section of the Lower Silurian deposit. In well № 602, a sidetrack was drilled, which confirmed the promise of using this method. For 8 incomplete months that have passed since the hole was drilled, 20,8 thousand tons of oil were taken from the well.

Keywords: analysis of the application of geological and technical measures, treatment of the bottomhole zone with hydrochloric acid, effectiveness of hydrochloric acid treatments, effect quantification, influence on the filtration characteristics of the collector of hydrochloric acid solutions, average effect of the hydrochloric acid treatment, average effect duration.

Анализ текущего состояния разработки Ахтынского месторождения

Ахтынское нефтяное месторождение расположено на территории Усинского района Республики Коми. Месторождение открыто в 1986 году. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях нижнепермского, верхнекаменноугольного и нижнесилурийского возраста. Раз-

работка месторождения началась в 1995 году. В настоящее время на месторождении в разработке находятся два эксплуатационных объекта: нижнесилурийская (с 1995 года) и нижнепермская залежи нефти (с 2004 года).

Накопленная добыча нефти по месторождению с начала разработки по состоянию на 01.01.2018 г. составила 2641,6 тыс. тонн, жидкости – 2756,8 тыс. тонн. Текущий КИН при утверждённых балансовых запасах нефти категории C_1 10479 тыс. тонн равен 0,252.

Наибольший объём добытой нефти приходится на долю объекта, обладающего и наибольшими балансовыми запасами категории C_1 – нижнесилурийскую залежь нефти. Текущая обводнённость скважинной продукции по объектам составляет 2,5 % по S_1 и 20,4 % по P_1. Поддержание пластового давления на объектах начато в 2006–2007 гг.

По состоянию на 01.01.2018 г. из нижнесилурийской залежи нефти отобрано 2501,5 тыс. тонн жидкости, в том числе 2415,3 тыс. тонн нефти. Текущий КИН равен 0,235. Средняя текущая обводнённость продукции скважин составляет 2,5 %.

Разработка залежи началась в 1995 году, когда были введены в эксплуатацию скважины № 101 в западной и 31 в центральной части залежи. В 2013 году введены в эксплуатацию скважины №№ 100 и 32. В 2014–2015 гг. произведено разбуривание в районе скважин №№ 101 и 31, а также северного участка. Новые скважины позволили увеличить отбор из залежи в 2014 году – примерно в 2 раза, а в 2015 году – в 4 раза по сравнению с 2013 годом. С 2015 года залежь вышла на вторую стадию разработки, и отборы нефти стабилизировались на уровне 440–490 тыс. тонн. Начальное пластовое давление равно 35,0 МПа, текущее давление в зоне отбора – 16,9 МПа (рис. 1).

Геологическая модель силура подразумевает деление залежи на три отдельных блока – *основной*, включающий в себя центральный и северный участки, *западный* и *юго-западный*. Принято различное положение начального ВНК по участкам. Текущее положение ВНК также остаётся различным: минус 3118,7 м в центральной части, минус 3152,4 в юго-западной и минус 3123,6 м в западной. Тем не менее, динамика давлений по участкам носит схожий характер по всем блокам. На основании этой динамики можно предположить наличие устойчивой гидродинамической связи между участками, связанной с повсеместным распространением трещиноватости, установленным в разрезах скважин, исследованных пластовым микроимиджером.

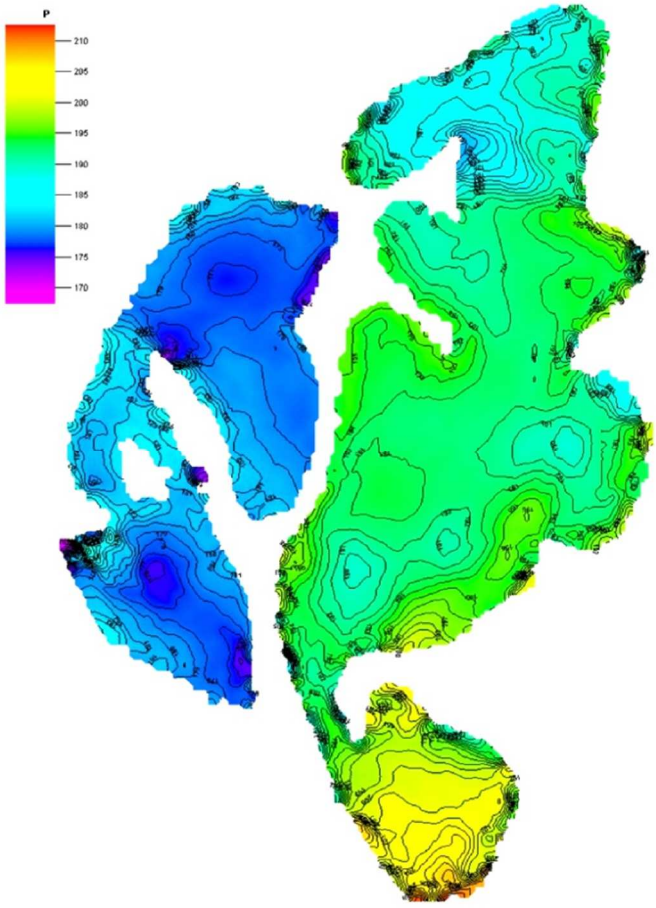

Рисунок 1 – Распределение текущего пластового давления по нижнесилурийской залежи Ахтынского месторождения

Карты накопленных и текущих отборов нижнесилурийской залежи приведены на рисунке 2. Как видно из рисунка, основная добыча нефти приходится на долю скважин южной части залежи. Вода в продукции скважин практически отсутствует, суммарная обводнённость 10,8 % скважины № 101 объясняется наличием установленных исследованиями заколонных перетоков.

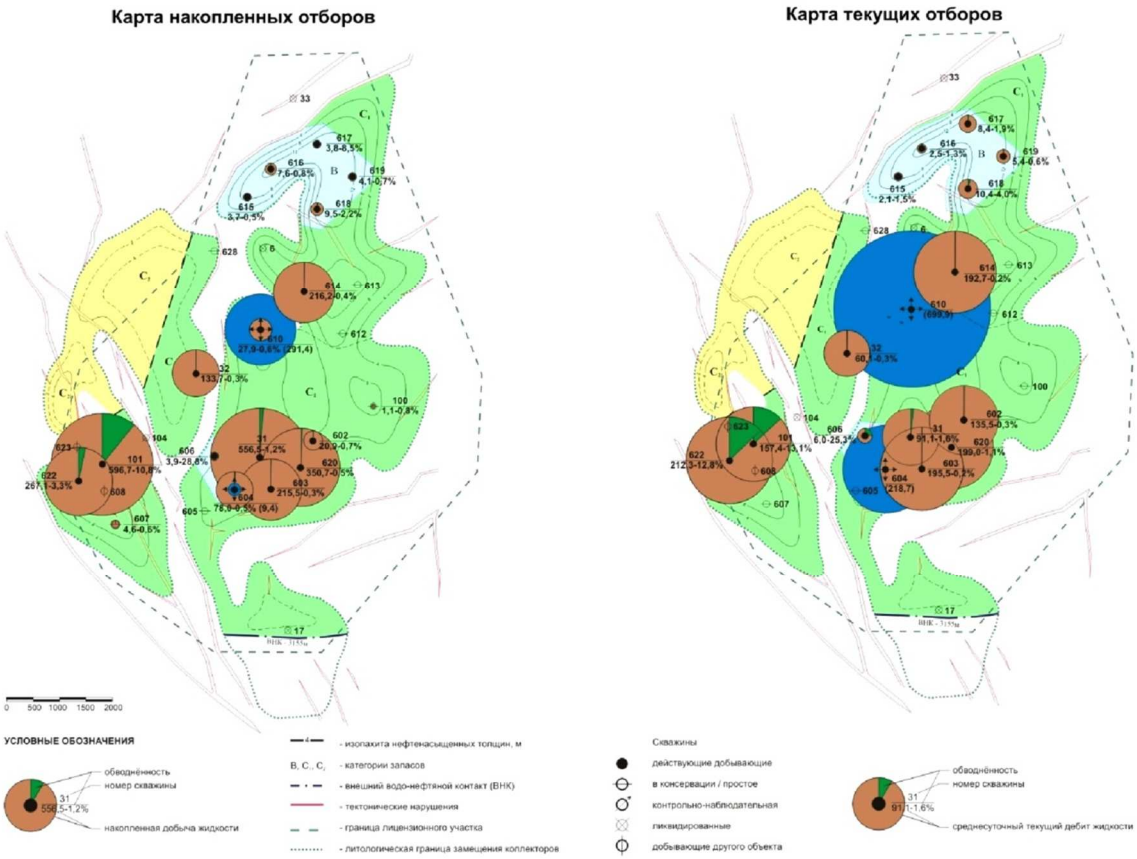

Рисунок 2 – Карты накопленных и текущих отборов нижнесилурийской залежи Ахтынского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

Реализованная на залежи система разработки позволила осуществлять эффективную выработку запасов. К настоящему времени отобрана уже ровно половина извлекаемых запасов нефти. Благодаря различным мероприятиям по оптимизации добычи (солянокислотные обработки, смена типоразмера насосов, подбор штуцеров), на скважинах поддерживаются высокие дебиты жидкости. Средний дебит скважин по жидкости в 2017 году равен 92,0 тонн/сут., что выше показателей 2016 года. Немаловажную роль в этом сыграл перевод всех скважин на механизированный способ добычи. На скважинах своевременно осуществляются ремонтные работы, коэффициент эксплуатации в 2017 году составил 0,96.

Нижнесилурийская залежь эксплуатируется как отдельный объект разработки. При этом обеспечивается достаточная степень контроля за разработкой. На скважинах регулярно проводятся замеры пластовых и забойных давлений. Из 18 скважин перебывавшего в эксплуатации фонда ПГИ проведены на 10 (56 %), в том числе на пяти – неоднократно. На установившихся и неустановившихся режимах фильтрации исследовано по 8 скважин (44 %).

За последнее время разработка залежи была значительно интенсифицирована (темп отбора начальных извлекаемых запасов достиг в 2017 году 9,5 %), что имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Положительным является весьма полное использование потенциала скважин при сохранении практически безводной продукции, что позволило увеличить годовой отбор нефти в 2015–2017 гг. по сравнению с 2012 годом в 4,6–5,2 раз. Однако при этом до 2017 года не была сформирована система ППД, что привело к резкому падению пластового давления.

Отклонение от проектных решений технологической схемы разработки Ахтынского месторождения отчасти «добровольное» (интенсификация разбуривания и увеличение отборов), отчасти вынужденное (новое геологическое представление после выполнения сейсмических исследований). Многие из скважин, предусмотренных проектным документом, по сейсмике попали в зону низких нефтенасыщенных толщин, и их бурение оказалось экономически невыгодным.

В настоящее время ситуация дальнейшего формирования системы ППД. Из первоочередных задач также можно выделить разбуривание участка залежи между скважинами №№ 100–602 и 610–612 и изучение площади запасов категории C_2.

По нижнепермской залежи на 01.01.2018 г. отобрано 226,3 тыс. тонн нефти и 255,3 тыс. тонн жидкости. Текущий КИН – 0,018. На залежи в настоящее время 9 действующих добывающих скважин. Начальное пластовое давление в залежи – 21,3 МПа, текущее – 7,5 МПа (рис. 3). Положение текущего ВНК оценивается на отметке минус 2023,1 м.

Карты накопленных и текущих отборов нижнепермской залежи показаны на рисунке 4. Скважины нижнепермской залежи пробурены преимущественно в северной половине участка, в зоне запасов категории C_1. Их эксплуатация осуществляется на основании проектов пробной эксплуатации отдельных скважин, единый проектный документ отсутствует. Несмотря на довольно незначительные отборы (4,6 % от извлекаемых запасов) и значительный запас энергии (18 МПа), на сегодняшний день забойные давления приближаются к давлению насыщения. Активность законтурной воды практически не проявляется.

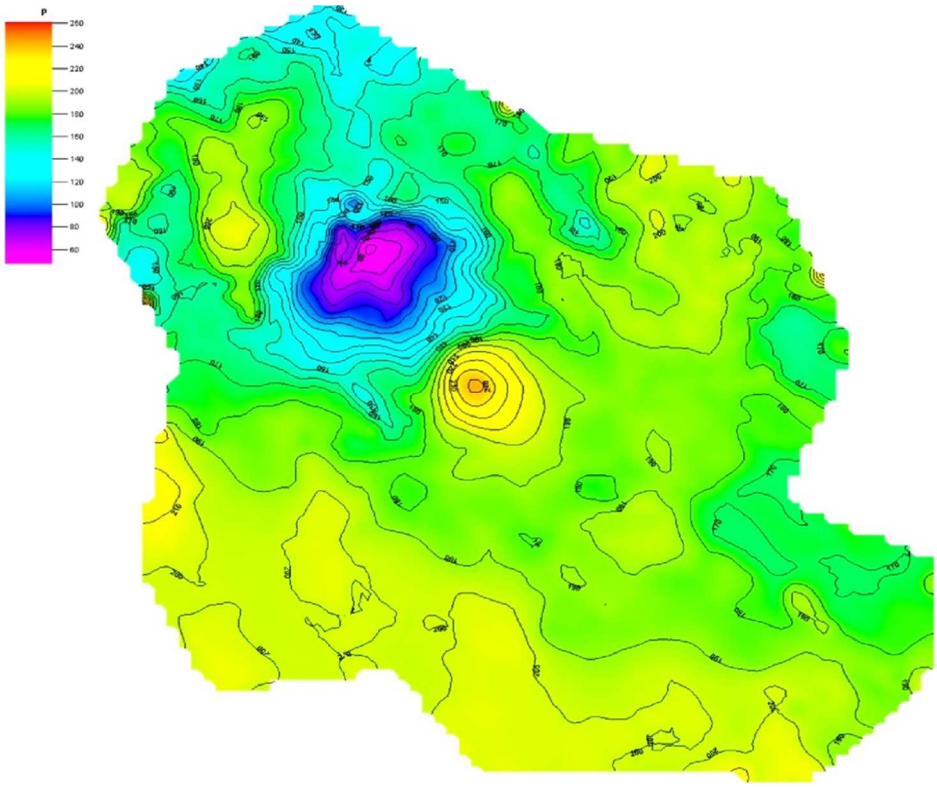

Рисунок 3 – Распределение текущего пластового давления по нижнепермской залежи Ахтынского месторождения

Из всех действующих скважин только в одной выполнено ПГИ, ИК и КВД не снимались. Представительные пробы нефти в пластовых условиях не отбирались и свойства её приняты по аналогии.

Верхнекаменноугольная залежь Ахтынского месторождения не разрабатывалась. Как и по перми, здесь необходимы доразведка и проведение исследований.

Разработка Ахтынского месторождения началась вводом в эксплуатацию скважин №№ 31 и 101 на нижнесилурийские отложения. В 2010 году на тот же объект были пробурены скважины №№ 32 и 100. В 2004 году на нижнесилурийскую залежь пробурены скважины №№ 603, 604, 607, 614, 615, 616, 618, 619, 620, в 2005 году – скважины №№ 606, 610, 617 и 622, в 2017 году пробурен боковой ствол в скважине № 602. На нижнепермской залежи в 2004 году вступили в эксплуатацию скважины №№ 111 и 608, в 2015 году – скважина № 623, в 2006 году – №№ 801, 802 и 804, в 2007 году – №№ 803, 809, 810, 811 и 812.

В действующем фонде добывающих скважин по состоянию на 01.01.2018 г. числится 23 скважины. На нижнесилурийской залежи действующий фонд составляют 14 скважин, на нижнепермской – 9.

На нижнесилурийскую залежь было пробурено 28, а действующий фонд составляют 14 скважин. Две скважины после безуспешного опробования переведены на Пермь. Четыре скважины ликвидированы: три по геологическим причинам и одна (№ 6) – по техническим. Пять скважин в консервации: №№ 100, 605, 612, 628 из-за низких дебитов при опробовании, № 613 – из-за технических проблем.

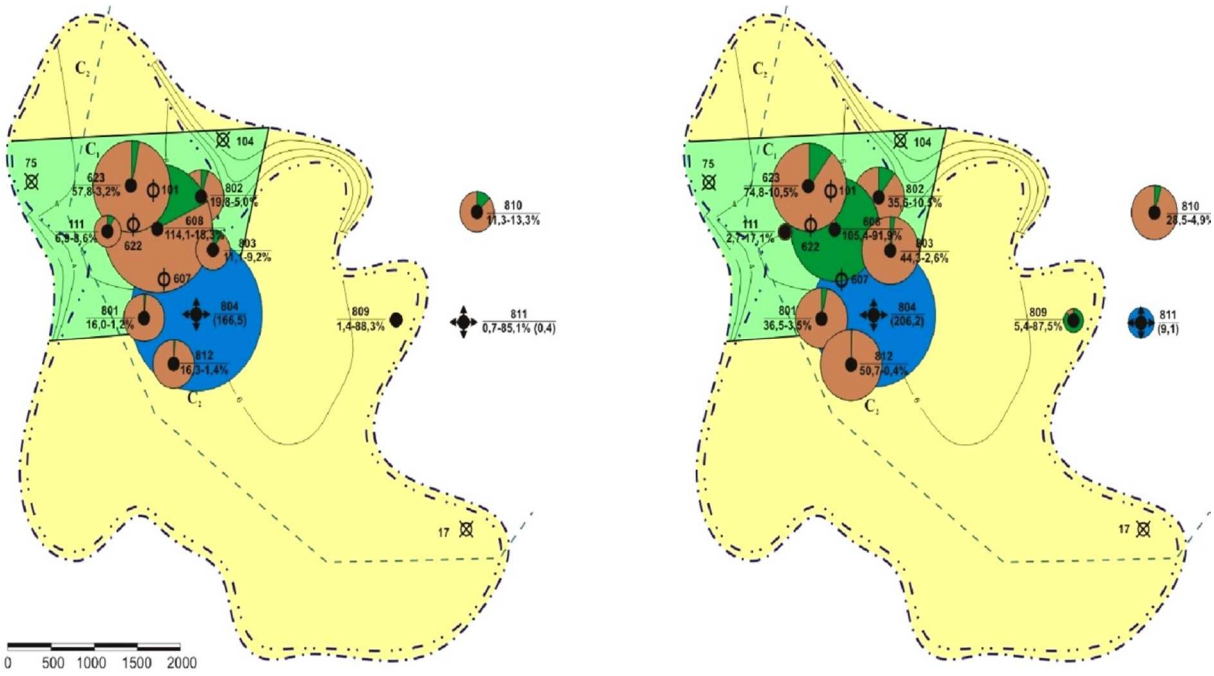

Рисунок 4 – Карты накопленных и текущих отборов нижнепермской залежи Ахтынского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

Вообще, с фонтана на ЭЦН за год (с декабря 2014 года по декабрь 2015 года) переведены 7 скважин нижнесилурийской залежи. Из семи скважин по трём получен небольшой отрицательный или почти нулевой эффект, а по четырём зафиксировано значительное увеличение дебитов жидкости при отсутствии роста обводнённости – от 29 до 242 тонн/сут. В среднем в результате этой операции прирост суточной добычи нефти составил 59,7 тонн/сут. на одну скважину, т.е. дебиты выросли в 1,6 раза. Суммарный эффект – 418,1 тонн/сут., что эквивалентно 145 тыс. тонн дополнительно добытой нефти за год. Таким образом, перевод скважин нижнесилурийской залежи на механизированный способ добычи оказался весьма эффективным мероприятием для увеличения темпов отбора. Однако в настоящее время все скважины месторождения эксплуатируются ЭЦН и ресурс увеличения их производительности за счёт этого мероприятия исчерпан.

Разработка нижнесилурийской залежи продолжается 23 года, однако из 14 действующих добывающих скважин 11 введено в последние 4 года. В целом скважины работают со стабильными дебитами, небольшой обводнённостью и высоким коэффициентом эксплуатации.

На нижнепермскую залежь пробурено 10 скважин и 2 переведено с силура. Скважина № 75 ликвидирована по геологическим причинам, остальные числятся в действующем фонде. Разброс скважин по дебитам жидкости весьма значителен. Все скважины введены в эксплуатацию за последние 4 года. Тем не менее, несмотря на столь короткий срок разработки, дебиты скважин значительно упали. Дебит скважины № 111 за это время снизился в 7 раз, скважины № 608 – почти вдвое. Причины такого снижения заключаются в снижении пластового давления в зоне отбора. Все скважины эксплуатируются ЭЦН. Текущая обводнённость большинства скважин составляет от 0,5 до 17 %.

Динамика изменения пластового давления по различным участкам нижнесилурийской залежи носит схожий характер. Темп падения давления в 2014–2016 гг. значительно возрос. Начальное давление составляет 35,0, среднее текущее – 16,9 МПа.

Геологическая модель силура подразумевает деление залежи на 3 отдельных блока – *центральный*, *западный* и участок скважин №№ 32–628. Тем не менее, динамика давлений по участкам демонстрирует аналогичные картины по всем блокам. Отдельно выделяется северный участок скважин №№ 615–619, на котором пластовые давления в зоне отбора упали сильнее, чем по остальной площади залежи, что вызвано ухудшенными фильтрационными характеристиками этого участка.

На основании анализа динамики пластового давления по блокам залежи можно предположить наличие устойчивой гидродинамической связи между ними, связанной с повсеместным распространением трещиноватости, установленным в разрезах скважин, исследованных пластовым микроимиджером.

Остановленные скважины находятся на расстоянии от 650 до 1200 м до ближайших работающих добывающих скважин. Зависимость давления от накопленного отбора жидкости для них показывает, что пластовые давления и темп их падения в работающих и в остановленных скважинах практически одинаков. Гидродинамическая модель силура также подтверждает высокие темпы перераспределения давления в залежи. Исключение в данном случае опять же составляет северный участок.

Геологическая характеристика водоносного комплекса отложений нижнего силура указывает на значительные размеры водонасыщенной зоны, малый напорный градиент и неясно выраженные области питания. При этом отсутствие активного продвижения вод указывает на прогнозируемый упруговодонапорный режим работы залежи. Данные замеров пластового давления подтверждают данное предположение. Зависимость пластового давления от накопленного отбора жидкости в пластовых условиях носит линейный характер. Основным источником энергии является упругость породы и насыщающей её жидкости.

Динамика пластового давления нижнепермской залежи во времени почти так же прямолинейна, как и зависимость давления от накопленного отбора жидкости в пластовых условиях. В основном отбор жидкости в пластовых условиях за месяц составлял 4,5–6,0 тыс. м^3. Однако вызвано это не стабильностью работы скважин, а тем, что вводимые из бурения скважины своими отборами компенсируют резкое падение добычи из старого фонда. На графике давления линия тренда проводится по верхним точкам, наиболее точно характеризующим восстановившееся пластовое давление.

Нижнесилурийская залежь характеризуется наличием в разрезе скважин большого числа нефтенасыщенных прослоев, количество которых изменяется от 1 до 17. Толщина прослоев составляет от 0,3 до 4,9 м и в среднем равна 1,2 м. При этом на один метр эффективной приходится от 1,1 до 50,4 м общей толщины (в среднем 8,5 м). Песчанистость изменяется от 0,04 до 1,00.

Потокометрические исследования проведены на месторождении в 11 скважинах. Анализ результатов этих исследований показал, что основной приток жидкости в скважины происходит по узким интервалам (от 1,2 до 4,4 м), причём приток преимущественно идёт по прослоям, отличающимся по ГИС сравнительно высокой проницаемостью.

Таким образом, охваченная бурением площадь нижнесилурийской залежи разрабатывается достаточно эффективно. В 2012 году на объекте приступили к решению назревшей проблемы поддержания пластового давления, переведя 2 скважины под закачку. Однако разбурена залежь не полностью и не равномерно, и эту ситуацию нужно исправлять. Одновременно необходимо продолжать внедрение системы ППД для поддержания давления на всех участках залежи.

На нижнепермской залежи разбурена площадь запасов категории C_1. При этом произошло резкое падение пластового давления вследствие малой активности законтурных вод и отсутствия ППД. Как следствие, значительно снизились дебиты скважин. В 2016–2017 гг. начата закачка в 2 скважины, произошла стабилизация давлений и дебитов. Дальнейшее разбуривание площади запасов категории С2 необходимо сочетать с реализацией эффективной системы ППД.

Анализ применения геолого-технических мероприятий

В процессе освоения скважин широко применялись обработки призабойной зоны соляной кислотой. Эффективность этих обработок не вызывает сомнения, однако количественную оценку эффекта дать в большинстве случаев невозможно, поскольку ОПЗ скважин, как правило, производились до вызова притока. Исключение составляют данные по скважинам №№ 606, 610 и 620, опробованные до обработки. В скважине № 606 получен приток нефти 8 м^3/сут. После проведения СКВ и СКО получен приток 27 м^3/сут. В скважине № 610 приток нефти – 0,9 м^3/сут., после проведения СКВ и СКО дебит нефти составил 61 м^3/сут. В скважине № 620 получен приток нефти 85 м^3/сут., после проведения СКО дебит нефти составил 120–172 м^3/сут.

Об эффективности СКО говорят и результаты комплексного исследования керна скважин №№ 111 и 608. Отмечено, что проведение СКО улучшает фильтрационно-емкостные свойства пород за счёт снижения фильтрационных сопротивлений и повышает проницаемость за счёт увеличения объёма и улучшения сообщаемости систем трещин и пустот. Так, по скважине № 608 после обработки образцов (S_1) проницаемость выросла более чем на 2 порядка, по скважине № 111 (C_3) – на 3 порядка. Наиболее эффективными оказались при этом обработки низкопроницаемых образцов.

При исследовании керна изучалось влияние на фильтрационные характеристики коллектора растворов соляной кислоты 10 и 14 %-ной концентрации. В результате по обеим скважинам лучшие результаты получены при воздействии кислотой концентрации 14 %. По керну из скважины № 608 эксперименты проводились при времени воздействия, равном 2 часа, по керну из скважины № 111 – 2 и 10 часов.

С целью выявления эффективности СКО нами был проведён анализ обработок, выполненных на скважинах за всю историю разработки Ахтынского и соседних месторождений. Всего при анализе выявлено 717 СКО, проведённых на девяти месторождениях с 1997 по 2015 гг. Нет информации о СКО в предыдущие годы, а также о части СКО при освоении скважин и прочих мероприятиях за указанный период.

Несмотря на такое значительное количество СКО, расчёт «чистого» эффекта может быть произведён лишь по весьма незначительной их части (около 2 %). Такой отбор объясняется тем, что в основном СКО проводятся при вводе скважин из бурения, консервации, ликвидации или бездействия, а также в остановленных скважинах и после перфорации.

Всего в результате обработки информации из базы данных выделено 15 СКО в 10 добывающих скважинах, по которым может быть оценён эффект по результатам промышленной эксплуатации, в том числе по Ахтынскому месторождению – 1.

Концентрация соляной кислоты при обработках изменялась от 10 до 17 %, объёмы закачки – от 1 до 18 м^3. Продавочная жидкость – дегазированная нефть или вода. Дебит скважин по жидкости до ОПЗ – от 3 до 166 тонн/сут. Обводнённость – от 1 до 88 %.

В результате расчёта эффекта от ОПЗ выяснилось, что из 10 обработанных соляной кислотой скважин дополнительная добыча нефти получена по шести. По четырём, наоборот, получено снижение добычи.

По результатам выполненного анализа могут быть сделаны следующие выводы:

1) средний эффект от проведения СКО – 399 тонн нефти;
2) средняя продолжительность эффекта – 6 месяцев;
3) успешность СКО с концентрацией соляной кислоты 12 % и менее не установлена: из трёх обработок две дали отрицательный и одна – практически нулевой эффект.

Последний пункт согласуется с выводом о более высокой эффективности СКО 14 %-ным раствором кислоты, сделанным при исследовании керна.

В 2017 году на Ахтынском месторождении выполнено 7 СКО (скважины № 221, 616-619 и 810). На скважинах №№ 618, 619 и 221 СКО выполнялась совместно с оптимизацией добычи, поэтому их данные для расчёта эффекта использованы быть не могут. На скважине № 616 СКО проведена в июне. Эффект от мероприятия весьма кратковременный – получен существенный прирост дебита только на вторую половину июня, дополнительная добыча нефти составила 82 тонны. На скважине № 617 СКО выполнена в ноябре 2017 года, по состоянию на конец года эффект продолжался, однако с заметной тенденцией к снижению. За полтора месяца дополнительная добыча нефти составила 345 тонн. Дебит скважины нижнепермской залежи № 810 до обработки был значительно выше, чем у названных скважин №№ 616 и 617, поэтому эффект был более выраженным. Проведя обработку в сентябре, получили почти двукратное приращение дебита скважины. Эффект от СКО составил 1213 тонн и по состоянию на конец года ещё продолжался.

На нижнесилурийской залежи производились гидроразрывы пласта – 3 кислотных ГРП по технологии компании «Schlumberger» были выполнены в скважинах №№ 602 и 618.

По скважине № 602 указывается, что два ГРП (21 % HCl) выполнялись на ней в процессе освоения скважины. При первом максимальное давление составило 59,9 МПа, конечное – 22,5 МПа; при втором – 59,8 и 24,2 МПа соответственно. Давление гидроразрыва – 51,4 МПа, т.е. оно примерно на 50 % превышает гидростатическое. До ГРП приток и приёмистость, несмотря на неоднократные солянокислотные обработки призабойной зоны, отсутствовали. После первого кислотного ГРП получен приток жидкости дебитом 2,8 м^3/сут.; после второго – 20,8 м^3/сут. Состав флюида притока после ГРП: вода, газ и 20 % нефти. Интервалы перфорации в скважине: 3428–3437 м и 3445–3510 м. ВНК находится на глубине 3519 м. В связи с отсутствием промышленного притока на скважине выполнили повторную гидромеханическую щелевую перфорацию и несколько солянокислотных обработок.

На скважине № 618 кислотный ГРП (24 % HCl) выполнен при начальном давлении 63,7 и конечном 29,4 МПа. До ГРП при потокометрии приток нефти из интервала 3295–3296 м определён как «средней интенсивности», из интервалов 3321–3322 и 3326–3327 – «слабой интенсивности». Количественные выражения интенсивности не определены. Вслед за исследованиями на скважине выполнена СКО, произведена реперфорация интервалов. После ГРП получен приток жидкости до 62 м^3/сут. при обводнённости 3,8 %. Однако после ввода в эксплуатацию скважина стабильно работала с дебитами от 13 до 20, в среднем 17,4 тонн/сут.

Таким образом, по скважине № 602 эффект от ГРП практически нулевой, скважина не вышла на режим. По скважине № 618 значения дебита до ГРП нет, поэтому эффект оценить невозможно.

В скважине № 602 в мае 2017 года выполнено бурение бокового ствола. До того скважина не находилась в эксплуатации из-за низких дебитов, полученных при опробовании. После ЗБС получен дебит жидкости 93,4 тонн/сут. при обводнённости 2,3 %.

Солянокислотные обработки показали свою несомненную эффективность и должны применяться как при вводе скважин из бурения, так и при необходимости интенсификации добычи. Проведение СКО в обязательном порядке закладывалось в расчёты при вводе скважин из бурения. Выполнение обработок в процессе дальнейшей эксплуатации скважин рекомендуется при возникновении необходимости, т.е. при снижении дебита скважины, несмотря на неизменность технологического режима эксплуатации.

Для оценки перспектив выполнения гидроразрыва пласта с целью интенсификации добычи и повышения КИН рекомендуется выполнить один ГРП в одной из скважин северного участка нижнесилурийской залежи. Опыт применения ГРП на Ахтынском месторождении не позволяет дать однозначную оценку перспективности этого метода. В случае эффективности мероприятия рекомендуется распространить его применение и на другие скважины данного участка.

Зарезка бокового ствола в скважине № 602 подтвердила перспективность использования этого метода. За 8 неполных месяцев, прошедших после забуривания ствола, из скважины отобрано 20,8 тыс. тонн нефти.

Литература:

1. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
2. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 томах: учебное пособие. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021. – Т. 1–2.
3. Базыров И.Ш., Шель Е.В., Хасанов М.М. Анализ эффективности заводнения низкопроницаемых коллекторов нагнетательными горизонтальными скважинами с поперечными трещинами многостадийного ГРП // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 2 (16). – С. 52–60.
4. Бондаренко А.В., Щербаков Г.Ю., Мардашов Д.В. Лабораторные исследования кислотных композиций, применяемых для интенсификации добывающих скважин нефтегазоконденсатных месторождений // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов Международной научно-технической конференции (13 марта 2015 года, г. Уфа): в 2 томах. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2015. – С. 47–52.
5. Гладких К.Д. К вопросу повышения эффективности разработки турнейского яруса Чернушинского нефтяного месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2019. – Т. 1. – С. 102–104.
6. Гундерин И.И., Савенок О.В. Анализ проведения геолого-технических мероприятий на Чедтыйском нефтяном месторождении // Прикладные вопросы точных наук: материалы V международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и преподавателей (30–31 октября 2021 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский механико-технологический институт, 2021. – С. 117–121.
7. Долингер А.А., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГТМ механическими методами на Харьягинском месторождении // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 151–162.
8. Подбор железостабилизирующей добавки к кислотным составам для обработки терригенных коллекторов / Н.А. Карпунин [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 11 (792). – С. 104–108.
9. Кривощеков С.Н., Кочнев А.А., Равелев К.А. Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учётом экономической эффективности // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – № 4. – С. 587–595.
10. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Оценка технологической эффективности глинокислотной обработки на горизонтальных добывающих скважинах Приобского месторождения // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: сборник трудов II Международной научно-практической конференции, посвящённой 10-летию Северо-Кавказского федерального университета (09–10 декабря 2021 года, г. Ставрополь). – Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2021. – С. 279–284.
11. Матейчук Л.В., Савенок О.В. Моделирование показателей проведения ГТМ на скважинах Южно-Терехевейского месторождения и анализ их эффективности // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 292–311.
12. Подопригора Д.Г., Мардашов Д.В. Разработка кислотного состава для условий высокотемпературных терригенных пород-коллекторов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2015. – № 6. – С. 162–178.
13. Подопригора Д.Г., Мардашов Д.В. Кислотный состав для освоения нефтяных скважин, вскрывших терригенные коллекторы с повышенной карбонатностью // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 4–6 (46). – С. 104–110.
14. Рогачёв М.К., Кондрашев А.О. Обоснование технологии внутрипластовой водоизоляции в низкопроницаемых коллекторах // Записки Горного института. – 2016. – Т. 217. – С. 55–60.
15. Рогачёв М.К., Мухаметшин В.В. Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 275–280.
16. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
17. Хасанов М.М., Мальцев А.А. Моделирование кислотной обработки полимиктового коллектора // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – № 5. – С. 678–687.
18. Шляхтенков А.Н., Мардашов Д.В., Мирошниченко М.А. Лабораторные исследования по моделированию первичного воздействия кислотных составов на поверхность терригенных пород-коллекторов // Материалы научной сессии учёных Альметьевского государственного нефтяного института. – 2015. – № 1. – С. 54–57.

References:

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2016. – 576 p.
2. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: in 2 volumes: textbook. – Ukhta: Ukhta State Technical University Publishing House, 2021. – Vol. 1–2.
3. Bazyrov I.Sh., Shel E.V., Khasanov M.M. Analysis of the efficiency of waterflooding of low-permeability reservoirs with horizontal injection wells with transverse fractures of multi-stage hydraulic fracturing // PROneft. Professionally about oil. – 2020. – № 2 (16). – P. 52–60.

4. Bondarenko A.V., Shcherbakov G.Yu., Mardashov D.V. Laboratory studies of acid compositions used to stimulate production wells of oil and gas condensate fields // Modern technologies in oil and gas business – 2015: Proceedings of the International Scientific and Technical Conference (March 13, 2015, Ufa): in 2 volumes. – Ufa : Ufa State Oil Technical University, 2015. – P. 47–52.

5. Gladkikh K.D. On the issue of increasing the efficiency of the development of the Tournaisian stage of the Chernushinskoye oil field // Problems of development of deposits of hydrocarbons and ore minerals. – 2019. – Vol. 1. – P. 102–104.

6. Gunderin I.I., Savenok O.V. Analysis of the implementation of geological and technical measures on the Chedtyskoye oil field // Applied issues of exact sciences: materials of the V international scientific and practical conference of students, graduate students and teachers (October 30–31, 2021, Armavir). – Armavir : Armavir Institute of Mechanics and Technology, 2021. – P. 117–121.

7. Dolinger A.A., Savenok O.V. Analysis of the effectiveness of well interventions using mechanical methods on the Kharyaginskoye field // Readings of A.I. Bulatov. – 2021. – Vol. 1. – P. 151–162.

8. Selection of an iron-stabilizing additive to acid compositions for processing terrigenous reservoirs / N.A. Karpunin [et al.] // Gas industry. – 2019. – № 11 (792). – P. 104–108.

9. Krivoshchekov S.N., Kochnev A.A., Ravelev K.A. Development of an algorithm for determining the technological parameters of injection of an acid composition in the treatment of the bottomhole formation zone, taking into account economic efficiency // Journal of Mining Institute. – 2021. – Vol. 250. – № 4. – P. 587–595.

10. Savenok O.V., Kusova L.G. Evaluation of the technological efficiency of clay-acid treatment at horizontal production wells of the Priobskoye field // Innovative technologies in the oil and gas industry. Problems of sustainable development of territories: a collection of proceedings of the II International Scientific and Practical Conference dedicated to the 10th anniversary of the North Caucasus Federal University (09–10 December 2021, Stavropol). – Stavropol: North Caucasian Federal University, 2021. – P. 279–284.

11. Mateychuk L.V., Savenok O.V. Modeling of indicators of geological and technical operations at the wells of the Yuzhno-Terekheveyskoye field and analysis of their effectiveness // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2021. – № 4. – P. 292–311.

12. Podoprigora D.G., Mardashov D.V. Development of the acid composition for the conditions of high-temperature terrigenous reservoir rocks // Electronic scientific journal Oil and Gas Business. – 2015. – № 6. – P. 162–178.

13. Podoprigora D.G., Mardashov D.V. Acid composition for the development of oil wells that have opened terrigenous reservoirs with high carbonate content // International Scientific Research Journal. – 2016. – № 4–6 (46). – P. 104–110.

14. Rogachev M.K., Kondrashev A.O. Justification of the technology of insitu waterproofing in low-permeability reservoirs // Journal of Mining Institute. – 2016. – Vol. 217. – P. 55–60.

15. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V. Control and regulation of the process of hydrochloric acid impact on the bottomhole zone of wells according to geological and field data // Journal of Mining Institute. – 2018. – Vol. 231. – P. 275–280.

16. Solovieva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Territory NEFTEGAZ. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.

17. Khasanov M.M., Maltsev A.A. Modeling acid treatment of a polymictic reservoir // Journal of Mining Institute. – 2021. – Vol. 251. – № 5. – P. 678–687.

18. Shlyakhtenkov A.N., Mardashov D.V., Miroshnichenko M.A. Laboratory research on modeling the primary impact of acidic compositions on the surface of terrigenous reservoir rocks // Proceedings of the scientific session of scientists of the Almetyevsk State Oil Institute. – 2015. – № 1. – P. 54–57.