

УДК 622.276

*АНАЛИЗ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ XIII ПЛАСТА
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЭХАБИ*

А.Г. ЛАПОТНИКОВ

«Управление магистральных нефтегазопроводов»

ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», 8-962-11-111-63, apllent@mail.ru

Нефтяная залежь XIII пласта месторождения Эхаби вступила в позднюю стадию разработки, которая характеризуется низкими темпами годовых отборов нефти и высокой обводнённостью. Разработка нефтяной залежи XIII пласта осуществляется с поддержанием пластового давления путём очагового избирательного заводнения. В ходе разработки XIII пласта были применены все виды заводнения. Основной целью статьи является анализ текущего состояния разработки и выдача рекомендаций по регулированию процесса разработки XIII пласта месторождения Эхаби. Анализ текущего состояния разработки XIII пласта и сделанные расчёты показали, что бурение новых скважин для повышения нефтеотдачи экономически нецелесообразно по причине небольших остаточных балансовых запасов нефти. Дальнейшую разработку залежи нефти рекомендуется проводить при существующем фонде скважин.

Ключевые слова: характеристика геологического строения месторождения; нефтегазоносность горизонтов; текущее состояние разработки месторождения; методика «Прогноз» расчёта показателей разработки; расчёт добычи жидкости и фонда скважин; показатели экономической оценки разработки; расчёт экономической оценки разработки.

1. Геолого-промысловая характеристика месторождения Эхаби

1.1. Общие сведения о месторождении

Месторождение Эхаби (рисунок 1) расположено в Охинском районе Сахалинской области в 12 км к югу от районного центра г. Охи. В районе месторождения имеется рабочий посёлок Эхаби.

Рисунок 1 – Карта размещения месторождений Северного Сахалина

Нефть подаётся в общий коллектор Оха – Комсомольск-на-Амуре для переработки на нефтеперерабатывающем заводе. Месторождение Эхаби является одним из наиболее крупных сахалинских месторождений и находится на поздней стадии разработки. В течение 1944-1950 гг. была установлена промышленная нефтеносность XVI, XVII, XVIII, XIX, XII и XV пластов. Подсчёт запасов нефти производился в 1941г. и 1949г. По состоянию на 01.01.1967 г. на площади было пробурено 60 разведочных и 336 эксплуатационных скважин. В сравнении с 1949 годом геологические запасы увеличились на 74%. В начале эксплуатация велась на естественном режиме, потом с поддержанием пластового давления.

Виды применяемых технологий разработки:

- газовая репрессия (1953-1962 гг.);
- комбинированное воздействие: закачка газовоздушной смеси и приконтурное заводнение (1962-1978 гг.);
- блоковое и приконтурное заводнение (1978-1995 гг.);
- блоковое и очаговое заводнение (с 1996 года).

В 1991 году проводился эксперимент по вибросейсмическому воздействию на южном окончании XIII пласта (в течение 30 дней работали 2 машины сейсмостанции). За время разработки на месторождении добыто: нефти – 13759 тыс. тонн; растворённого газа – 1662 млн. м³.

1.2. Характеристика геологического строения месторождения

Месторождение Эхаби находится в пределах северного погружения Восточно-Сахалинского хребта. Многочисленными речками, ручьями и временными потоками местность района сильно расчленена на отдельные холмы и небольшие водораздельные гряды почти меридионального направления с абсолютными отметками до 90-100 м. Склоны возвышенностей обычно крутые и сильно изрезаны глубокими оврагами-распадками. В западной части района, где в основном рыхлые песчаные отложения нутовской свиты (плиоцен), рельеф понижается, переходит в зону небольших сглаженных увалов с абсолютными отметками 45-65 м. Первыми в разработку вступили залежи XIII и XIV пластов, в 1943-1944 гг. – залежи XVI-XIX, с 1950 года – залежь XV пласта. Газовая залежь XII пласта полностью выработана. В 60-е годы она использовалась как подземное газохранилище для удовлетворения сезонных нагрузок потребителей.

Разработка залежей XIII и XIV пластов в северной части осуществляется самостоятельными сетками скважин, в южной части – единой сеткой скважин. Разбуривание XIII и XIV пластов велось замедленными темпами без планомерной системы размещения скважин с расстоянием между

ними 100-350 м. Месторождение приурочено к одноименной антиклинальной складке, северо-западного простирания с пологим западным ($10-12^\circ$) и довольно крутым восточным крылом (до 65°). Складка осложнена продольным взбросом, плоскость которого падает на запад, амплитуда смещения 50-250 м. По верхним горизонтам складка имеет сундучную форму, по нижним – гребневидную. Размеры складки 6×2 км. В стратиграфическом разрезе месторождения принимают участие олигоцен-неогеновые отложения. В разрезе их выделяются (снизу вверх): даехурийская (частично), уйнинская, дагинская, окобыкайская свиты и нижненутовская подсвита. Промышленные скопления нефти и газа приурочены к отложениям окобыкайской свиты, представленной песчано-глинистыми отложениями.

Бурением установлена нефтегазоносность девяти горизонтов (X, XII, XIII, XIV, XV, XVI, XVII, XVIII, XIX), из которых одна залежь X горизонта газовая, используется как газовое хранилище, а остальные нефтяные. Продуктивные пласты месторождения представлены песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Толщина плотных прослоев между продуктивными пластами 20-150 м. Глубина залегания продуктивных пластов $320 \div 960$ м. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонтов изменяется от 2,7 м до 24,7 м, пористость $16 \div 21$ %, проницаемость $0,028 \div 0,168 \text{ мкм}^2$. Все залежи нефти месторождения сводовые, относятся к пластовому типу резервуара. Наиболее крупные залежи нефти приурочены к XIII и XIV пластам, где сосредоточены более половины всех начальных разведанных запасов УВ месторождения. Высоты залежей нефти составляют $59 \div 180$ м, газа – 20 м. Все залежи имеют горизонтальные контакты с водой.

Нефти месторождения относительно легкие. Плотность их вниз по разрезу возрастает от 834 кг/м^3 в XII пласте до 879 кг/м^3 в XIX. В том же направлении меняется содержание акцизных смол ($12,2 \div 37,0$ %), парафина ($2,9 \div 4,2$ %); уменьшается выход лёгких фракций ($60 \div 35$ %). Свободный газ X пласта сухой, метановый ($82 \div 97$ %). Плотность его $0,892 \text{ г/см}^3$. Воды

нефтегазоносной части месторождения гидрокарбонатно-натриевые. Минерализация их колеблется от 14 до 36 г/л.

1.2.1. Стратиграфия. В строении Охино-Эхабинского нефтеносного района участвуют в основном породы третичного возраста общей мощностью до 3,5 тыс. м; небольшое распространение имеют также постплиоценовые образования. На некоторых участках Охинского района вскрыты меловые отложения (Оха, Северное Колендо). Наиболее древними отложениями, вскрытыми глубоким бурением на месторождении Эхаби являются породы дагинской свиты (средний верхний миоцен), над дагинской свитой залегают породы окобыкайской свиты (верхний миоцен), затем нутовской свиты (плиоцен).

Дагинская свита № 2 – 3dg, вскрытая скважинами №112, 500, 501, 502, 503, 506, 601, 603 и 604, по литологическим признакам подразделяется на две пачки: верхнюю, толщиной до 370м, – от кровли XXI пласта до кровли XXIV пласта, представленную глинистым и песчаным тёмно-серыми часто карбонатными глинистыми сланцами с тонкими прослоями светло-серого мелко-зернистого песчаника, с пористостью до 5% и нижнюю, охватывающую отложения от кровли XXIV пласта до XXX песчаного пласта, которая сложена частым чередованием прослоев песчаников, песчано-глинистых и глинистых сланцев. Песчаники светло и тёмно-серые, мелко- и среднезернистые до крупнозернистых, глинистые, с редкими прожилками кальцита, с включениями гравия. Песчано-глинистые и глинистые сланцы – тёмно-серые, оскольчатые, обычно однородные. Верхняя граница дагинской свиты проводится по кровле XXI пласта и определена по микрофаунистическим исследованиям. В нижней части разреза месторождения в скважине №501 с глубины 2324 м и до забоя (2500 м) вскрыты песчано-глинистые отложения, литологически и по каротажу отличающиеся от отложений дагинской свиты. Эти отложения условно вы-

деляются в самостоятельную пачку с двумя песчаными горизонтами «А» и «Б», в которых в интервалах 2329÷2345м и 2403÷2413м при опробовании отмечены признаки нефтеносности. Палеонтологически отложения горизонтов «А» и «Б» не охарактеризованы и возраст их точно не определён, условно они относятся к нижнему миоцену.

Окобыкайская свита вскрыта всеми пробуренными на месторождении скважинами; достигает толщины до 1060м в своде и 1400м на западном крыле складке. Верхняя граница свиты проводится по подошве III песчаного пласта нутовских отложений, которыми сложен свод складки. Окобыкайская свита представлена чередованием буроватых и тёмно-серых песчанистых глин и разномзернистых (от мелкозернистых до грубозернистых обычно плохо отсортированных) песков светло-серого и тёмно-серого цвета. В разрезе свиты выделяются песчаные пласты: IV, VII, VIII, IX, X, XI, XII, XIII, XIV, XV, XVI, XVII, XVIII, XIX, XX. По литологическим признакам свита подразделяется на три подсвиты – нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена чередованием синевато-серых и тёмно-серых алевроитистых плотных оскольчатых глин, алевролитов, песков и песчаников серых и светло-серых, иногда косослоистых, в нижней части иногда с прослойками аргиллитов. В разрезе подсвиты выделяются 3 песчаных пласта (от XX до XIII включительно), из которых 7 пластов (XIII, XIV, XV, XVI, XVII, XVIII и XIX) являются промышленно нефтеносными. Средняя подсвита характеризуется преобладанием песчаных пород над глинистыми; представлена песками серыми и светло-серыми, мелкозернистыми, глинистыми и алевроитистыми, с прослоями буровато-серых песчаных глин и алевролитов с растительным детритом. В разрезе подсвиты выделяются песчаные пласты с VII по XII включительно, из которых X пласт – газоносный, VII пласт – промышленно нефтеносный. Верхняя подсвита сложена глинами серыми и тёмно-серыми, песчанисто-алевритистыми и песками мелко- и среднезернистыми, глинистыми, серого цвета песчаников. Под-

свита включает в себя IV V и VI песчаные пласты, не содержащие промышленной нефтегазоносности.

Нутовская свита, низы которой (III пласт) выходят на поверхность в свободной части складки, представлена светло желтоватыми песками с редкой галькой и тонкими выклинивающимися прослойками глин. В нижней части свиты, толщиной до 1000м, пески крупнозернистые, косослоистые, неотсортированные; встречаются пески мелко и тонкозернистые, с прослоями буровато-серой песчанистой глины, содержат фауну пелеципод. Верхняя часть свиты, расположенная за пределами Эхабинской структуры сложена песками, отличающимися от нижележащих большей однородностью, лучшей отсортированностью и слоистостью; содержит отпечатки фауны пелеципод плохой сохранности. Четвертичные отложения в строении района существенной роли не играют; представлены они грубозернистыми песчаными и галечниковыми отложениями древних морских террас, глинами древних озёр и современными аллювиальными, элювиальными и озёрно-болотными образованиями.

1.2.2. Тектоника. Структура Эхабинского нефтяного месторождения представляет собой относительно широкую асимметричную брахиантиклинальную складку сундучного типа, вытянутую в северо-западном – юго-восточном направлении до 10 км. Периклинали складки плавно погружаются под углом соответственно $3\div 5^\circ$ и $5\div 8^\circ$. Свод складки довольно широкий (до 1,5 км) и пологий, сложен песками. Покрывало более пологое, чем восточное, вблизи свода углы падения слоёв не превышают $10\div 15^\circ$, и только в $1,5\div 1,8$ км от оси наклон крыла увеличивается до $40\div 45^\circ$. Восточное крыло уже в $600\div 650$ м от оси имеет наклон в $50\div 70^\circ$, увеличиваясь далее к востоку до $80\div 85^\circ$. В соответствии с асимметричностью свод складки с глубиной постепенно смещается к западу; кроме того, с глубиной углы наклона крыльев складки увеличиваются, складка как бы сплющивается.

Восточное крыло складки осложнено продольным региональным тектоническим разрывом типа взбросом надвига, ограничивающим основную часть антиклинальной складки и нефтяные залежи востока. По данным бурения глубоких разведочных скважин (№112, 500, 501, 503, 232, 221, 65, 39, 603 и 604), плоскость взбрасывателя наклонена под углом $45\div 50^\circ$ – несколько меньшим наклона осевой плоскости складки. Кроме того, на восточном крыле складки, в его наиболее крутопадающей части отмечается ещё одно почти вертикальное нарушение, с наклоном 82° .

1.3. Нефтегазоносность горизонтов

На площади Эхаби промышленная нефтеносность установлена в отложениях окобыкайской свиты в результате глубокого поисково-разведочного бурения, в отложениях дагинской свиты отмечены лишь признаки нефтегазоносности. По данным бурения в разрезе двух указанных свит вскрыто 26 песчаных пластов, однако залежи нефти приурочены лишь к песчаным пластам нижней подсвиты. Впервые нефть на месторождении Эхаби была получена в 1933 году, когда японским концессионером при опробовании XIII пласта в скважине был получен приток нефти дебитом 23тонн/сут., а в 1936 году трестом «Сахалиннефть» в скважине №1, пробуренной в своде структуры, из XIII пласта получен фонтан нефти с дебитом 150тонн/сут. В дальнейшем были открыты залежи нефти в XII, XIV, XV, XVI, XVII, XVIII и XIX пластах на глубинах от 520 до 1006 м и газовая залежь X пласта.

Все залежи нефти и газа являются пластовыми, сводовыми, частично тектонически экранированными. По размерам наибольшую площадь имеет нефтяная залежь XIII пласта, наименьшую – XII пласта. За исключением залежи нефти XII пласта, имеет место общая закономерность уменьшения площадей и высоты залежей с глубиной – от XIII к XIX пласту. В настоящее время все залежи нефти указанных пластов полностью разбурены и находятся в поздней стадии разработки. Всего на месторождении пробуре-

но 413 разведочных и эксплуатационных скважин. Коллекторские свойства продуктивных пластов наиболее полно охарактеризованы керном, поднятым из оценочных скважин №459, 465 и 466, пробуренных в 1964 году в различных частях складки. XIII пласт испытан в 176 разведочных и эксплуатационных скважинах. С 1936 года начинается разбуривание и эксплуатация залежи трестом «Сахалиннефть». Граница нефтяной залежи по восточному крылу ограничивается тектоническим разрывом с амплитудой 50÷60 м, подсеченным в скважинах №45, 65, 183, 158 и 221.

В скважинах №65 и 45 XIII пласт находится в другом блоке (водяном). По своему типу нефтяная залежь XIII пласта относится к пластово-сводовым, частично тектоническим экранированным. Скважина № 154 пробурена на северной периклинали складки в 1943 году. Пласт пройден в интервалах 700÷729м. В процессе испытания XII пласта в интервалах 700÷729м получен приток пластовой воды без признаков нефти и газа. Отметка кровли пласта – 691,7м. Скважина по всей вероятности находится за пределами границы нефтяной залежи.

Скважина №152 (разведочная) пробурена на западном крыле складки VIII 1942 года. XIII пласт вскрыт в интервалах 756÷766м. Отметка подошвы пласта – 672,1м. Скважина №8 (разведочная) – пробурена на западном крыле складки V 1940 года. XIII пласт вскрыт скважиной в интервалах 708÷722 м. При испытании интервала пласта 708÷722 м получен приток нефти с дебитом 5,4тонн/сут. с признаками воды. В процессе эксплуатации количество воды в жидкости росло и к концу 1944 года скважина обводнилась на 100%, и была ликвидирована. Пласт был испытан от кровли до подошвы и в результате испытания получена нефть с признаками воды, а затем с её прогрессированием, глубина залегания ВНК пройдет по подошве пласта и соответственно по нижним отверстиям перфорации – 722м. Тогда абсолютная отметка ВНК – 676,77м (или округлённо – 677м).

Скважина № 126 (разведочная) пробурена на северной периклинали складки XI 1945 года. XIII пласт вскрыт в интервалах 644÷684м. Испытывался пласт в интервалах 644÷664 м. С целью получения продукции из нефтяной части пласта был произведён цементаж под давлением. Цементаж под давлением был произведен некачественно, потому что при испытании интервала 644÷649 м был получен аналогичный результат, что и при первом испытании. Принимая во внимание отбивку ВНК по каротажу и наличию нефти при испытании, глубина залегания ВНК – 674 м. Абсолютная отметка ВНК – 667м.

Скважина №274 (разведочная) пробурена на западном крыле складки ближе к южной периклинали III 1946 года. XIII пласт пройден в интервалах 727÷737 м. При испытании на этом интервала получен приток чистой нефти, отметка подошвы пласта 655 м.

Скважина № 65 (разведочная) пробурена на восточном крыле VI 1942 года. Пласт пройден в интервале 836-894 м. В скважине № 65 вскрыто тектоническое нарушение, экранирующее залежи XIII и нижележащих пластов. XIII пласт в скважине водоносен.

1.4. Физико-химические свойства нефти и газа

По месторождению Эхаби отсутствуют анализы глубинных проб нефти и газа. Это объясняется тем, что до 1953 года отсутствовало оборудование для отбора и исследования глубинных проб. Отбор проб в последующие годы и по настоящее время нецелесообразен, так как в пласты закачиваются газ и вода и, естественно, рекомбинированные пробы не дадут представления о начальных условиях залегания нефти и газа в пласте. Кроме этого, к 1956 году большинство скважин работает с содержанием воды в жидкости, а это значит, что в зоне отбора глубинных проб наблюдается столб воды. Нефть XIII пласта можно отнести к категории лёгкой, так называемой «Эхабинской» нефти. Удельный вес нефти XIII пласта

колеблется от 1,815 до 0,838г/см³, в среднем составлял величину 0,829г/см³. Отмечается закономерное увеличение удельного веса нефти от свода к крыльям складки. Вязкость нефти в поверхностных условиях колеблется от 1,13 до 1,44, в среднем 1,35. Динамическая вязкость нефти XIII пласта – 0,003Па·с. Содержание смол в составе нефти составляет величину 11,6%, содержание парафина колеблется от 0,23 до 3,99%, содержание серы в среднем по пласту – 0,101%. Разгонкой по способу Энглера определено, что температура начала кипения имеет пределы 48÷90°C, в среднем составляла 70°C. До 100°C выкипает 7÷8%, до 150°C – 30 %, до 200°C – 44% и до 300°C – 70%. Остаток составляет 30%.

По химической классификации нефти Эхабинского месторождения относятся к нафтено-метано-ароматическим. Из нефти XIII пласта (основные запасы) можно получить:

- бензин авиационный с 65 до 100°C – 26 %;
- керосин типа тракторного (облегчённый) – 37%;
- газойлевые и масляные фракции – 29%;
- остаточный битум – 8%.

Нефть XIII пласта в переработке используется для получения авиационного бензина (октановое число 715), лигроина тракторного, керосина и газойля. По классификации нефтей ГОСТ 912-41 нефть является малосернистой, смолистой, парафиновой, с высоким содержанием бензиновых фракций, причём бензины со средним октановым числом и содержащей керосин тракторный и масла среднеиндексные.

2. Состояние разработки месторождения Эхаби

2.1. Текущее состояния разработки месторождения

Нефтяные залежи XIII, XIV, XVI. XVII, XVIII, XIX пластов разрабатываются с поддержанием пластового давления. Следует отметить, что

нефтяные объекты XV, XVI, XVII, XVIII и XIX пластов разрабатываются совместно с другими объектами. Разработка южной части залежей XIII пласта осуществляется совместно. По состоянию на 01.01.2017 г. эксплуатационный фонд составил 89 скважин, в том числе 84 действующих и 5 в бездействии; в консервации – 40, в наблюдении – 27 скважин. За 2016 год отбор по месторождению составил 42,7тыс.тонн нефти и 635,2тыс.тонн жидкости. За весь период разработки в целом по месторождению на 01.01.2017 г. извлечено 14025,4тыс.тонн нефти, 280990,6тыс.м³ воды и 1663млн.м³ попутного газа. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,419. По состоянию на 01.01.2017 г. в нагнетательном фонде находилось 46 скважин, из которых 39 действующих, 7 в бездействии. В продуктивные пласты закачано 65107тыс. м³ воды, в том числе за 2016 год 992,5тыс.м³ воды.

2.2. Анализ текущего состояния разработки нефтяной залежи XIII пласта

В течение 2016 года из эксплуатационного фонда добывающих скважин выведена в наблюдательный фонд одна скважина №260. По состоянию на 01.01.2017 г. в эксплуатационном фонде находилось 37 добывающих скважин, в том числе действующих 36, бездействующих – 1. В консервации числилось 30 скважин, в наблюдении – 12 скважин. Основная причина консервации и вывода скважин в наблюдение – нерентабельность их эксплуатации по причине малodeбитности. В течение года среднесуточный дебит одной скважины практически сохранился на уровне января 2016 года и составил в ноябре 2016 года по нефти 0,9тонн/сут., по жидкости 19,5тонн/сут. Текущая обводнённость продукции – 95,5%. Из залежи за 2016 год добыто 10,5тыс.тонн нефти, 238,6тыс.тонн жидкости. В течение 2016 года из эксплуатационного фонда нагнетательных скважин выведены в наблюдательный фонд две скважины №35 и 266.

По состоянию на 01.01.2017 г. в эксплуатационном фонде находилось 19 нагнетательных скважин, в том числе действующих 14, бездействующих – 5. В консервации числилось 23 скважины, в наблюдении – 5 скважин. За 2016 год в пласт закачано 340,5тыс.м³ воды. Компенсация отбора жидкости закачкой составила 139,9%. Процесс разработки залежи осуществляется с применением очагового заводнения. Всего в настоящее время существует 10 элементов.

2.2.1. Очаг скважины № 282. В состав элемента входят одна нагнетательная и 3 добывающие скважины, которые эксплуатируют совместно XIII и XIV пласты. Среднесуточный дебит по жидкости по скважинам сохранялся в течение года практически на одном уровне и составлял 4,7÷15,0тонн/сут. при обводнённости от 91,9 до 98,5%. За 2016 год из залежи добыто 0,26тыс.тонн нефти, 9,6тыс. тонн жидкости; в пласт закачано 7,2тыс.м³ воды. Текущая компенсация отбора закачкой составила 74,7% (таблица 1).

Таблица 1 – Компенсация отбора скважины № 282

№№ скважины	Среднесуточный дебит скважины по нефти/жидкости по месяцам, тонн/сут.											Средний дебит
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
182	0,12	0,21	0,16	0,30	0,29	0,23	0,26	0,26	0,23	0,23	0,16	0,23
	15,23	22,15	17,85	16,06	16,28	13,50	14,37	14,35	14,33	13,29	10,17	15,0
102	0,32	0,33	0,42	0,34	0,40	0,40	0,42	0,44	0,37	0,39	0,31	0,38
	5,2	4,3	5,5	3,9	5,1	4,3	3,7	5,2	5,4	5,0	3,5	4,7
205	0,23	0,23	0,27	0,20	0,16	0,23	0,26	0,26	0,23	0,25	0,27	0,24
	12,6	12,3	13,2	10,2	9,6	12,7	13,7	13,5	13,7	12,7	14,6	12,7

По данному элементу рекомендуется увеличить объёмы нагнетания воды до 45м³/сут. и суточных отборов жидкости до 15тонн по скважинам №102 и 205 (согласно проекту разработки месторождения Эхаби). Сква-

жину № 268 рекомендуется перевести в наблюдательный фонд по причине малодобитности и высокой обводнённости.

2.2.2. Очаг скважины № 219. В состав элемента входят одна нагнетательная и 3 добывающие скважины, из которых две эксплуатируют совместно XIII и XIV пласты. Среднесуточный дебит по жидкости по скважинам сохранялся в течение года практически на одном уровне и составлял 0,5÷7,7 тонн/сут. при обводнённости 46,6 до 93,1%. За 2016 год из залежи добыто 0,57тыс.тонн нефти, 3,2тыс.тонн жидкости; в пласт закачано 8,8тыс.м³ воды. Текущая компенсация отбора закачкой составила 257,5% (таблица 2).

Таблица 2 – Компенсация отбора скважины № 219

№№ скважины	Среднесуточный дебит скважины по нефти/жидкости по месяцам, тонн/сут.											Средний дебит
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
433	0,75	0,80	0,80	0,55	0,72	0,62	0,81	0,74	0,80	1,16	0,75	0,7
	1,2	1,2	1,3	1,0	1,4	1,2	1,7	1,7	1,6	2,5	1,2	1,4
200	0,65	0,74	0,66	0,63	0,39	0,32	0,28	0,36	0,64	0,68	0,49	0,5
	7,16	8,20	7,47	8,04	7,83	5,86	5,23	6,34	10,45	9,79	8,12	7,7
26	0,52	0,37	0,52	0,53	0,42	0,51	0,45	0,45	0,47	0,49	0,50	0,5
	1,26	0,81	1,20	1,17	0,94	1,12	0,97	0,94	1,11	1,08	1,14	1,1

По данному элементу рекомендуется перевести на циклическую закачку воды с обеспечением 100 % компенсации отбора закачкой; ввести из консервации скважину № 246 (согласно проекту разработки месторождения Эхаби).

2.2.3. Очаг скважин №29, 287 и 289. В состав элемента входят три нагнетательных и 7 добывающих скважины, из которых четыре (№70, 149, 290 и 113) эксплуатируют совместно XIII и XIV пласты. Среднесуточный

дебит по жидкости по скважинам сохранялся в течение года практически на одном уровне и составлял 1,2÷17,5 тонн/сут. при обводнённости 46,6 до 98,2%. За 2016 год из залежи добыто 1,5тыс.тонн нефти, 19,1тыс.тонн жидкости; в пласт закачано 44,2тыс.м³ воды. Текущая компенсация отбора закачкой составила 225,9% (таблица 3).

Таблица 3 – Компенсация отбора скважин №29, 287 и 289

№№ скважины	Среднесуточный дебит скважины по нефти/жидкости по месяцам, тонн/сут.											Средний дебит
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
433	0,75	0,80	0,80	0,55	0,72	0,62	0,81	0,74	0,80	1,16	0,75	0,7
	1,2	1,2	1,3	1,0	1,4	1,2	1,7	1,7	1,6	2,5	1,2	1,4
149	1,52	1,82	1,69	1,48	1,49	1,34	1,17	1,15	1,26	1,34	1,82	1,5
	16,68	18,82	19,11	15,48	17,18	14,70	12,21	12,68	18,79	17,62	19,24	16,5
70	0,11	0,23	0,16	0,18	0,17	0,13	0,08	0,13	0,15	0,16	0,18	0,2
	7,36	11,43	9,46	8,54	7,96	7,23	5,98	7,84	8,31	7,71	9,28	8,2
290	1,17	1,29	1,45	2,21	2,17	2,80	3,15	1,87	2,30	2,46	2,61	2,1
	10,57	12,36	14,34	18,91	19,17	17,17	19,85	20,94	20,56	19,43	18,70	17,5
61	1,05	1,29	1,03	1,03	0,49	0,67	0,84	0,74	0,48	0,47	0,89	0,8
	8,56	10,04	9,24	8,33	4,08	8,43	6,75	5,26	4,47	4,19	9,33	7,1
113	1,17	1,29	1,45	2,21	2,17	2,80	3,15	1,87	2,30	2,46	2,61	0,6
	10,57	12,36	14,34	18,91	19,17	17,17	19,85	20,94	20,56	19,43	18,70	22,6
120	0,45	0,36	0,23	0,30	0,26	0,37	0,55	0,55	0,50	0,55	0,51	0,4
	3,77	2,57	1,62	2,28	1,68	1,91	2,42	2,39	2,49	2,40	2,43	2,3

По данному элементу рекомендуемый объём нагнетания воды 65 м³/сут. Рекомендуется ввести из консервации скважину № 111 как нагнетательную с изоляцией XIV пласта.

2.2.4. Очаг скважины № 25. Очаг скважины №25 состоит из нагнетательной и 3 добывающих скважин, из которых одна (№70) эксплуатирует совместно XIII и XIV пласты. Среднесуточный дебит по жидкости скважи-

ны №290 в течение года увеличился с 10,6 до 18,7÷20,7 тонн/сут., что, по-видимому, связано с увеличением объёмов нагнетания в скважине №25 с 50 до 90 м³/сут. Следует отметить, что уменьшение объёмов нагнетания воды в течение мая-июня месяцев, по-видимому, способствовало уменьшению обводнённости продукции с 88,0÷89,9 до 83,7÷84,0 %. За 2016 год из залежи добыто 0,6 тыс. тонн нефти, 16 тыс. тонн жидкости; в пласт закачано 20,6 тыс. м³ воды. Текущая компенсация отбора закачкой составила 127,3%. По данному элементу рекомендуется ввод из наблюдения скважины №36 и проведение циклической закачки воды в скважину №25 с сохранением 100% компенсации отбора закачкой (согласно проекту разработки месторождения Эхаби).

2.2.5. Очаг скважин №4, 222 и 319. В состав элемента входят 3 нагнетательных и 3 добывающих скважин. Среднесуточный дебит по жидкости по скважинам сохранялся в течение года практически на одном уровне и составлял 49,4÷71,4 тонн/сут. при обводнённости 91,0÷97,2 %. За 2016 год из залежи добыто 1,6 тыс. тонн нефти, 30,8 тыс. тонн жидкости; в пласт закачано 87,6 тыс. м³ воды. Текущая компенсация отбора закачкой составила 279,9%. По элементу рекомендуется обеспечить среднесуточную закачку воды в скважину №222 в объёме 65 м³. Закачку воды в скважинах №4 и 319 прекратить (согласно проекту разработки месторождения Эхаби).

2.2.6. Очаг скважины № 84. В состав элемента входят 5 добывающих скважин. В целом по данному элементу отмечается уменьшение среднесуточного дебита одной скважины по жидкости с 38,9 (январь) до 29,6 (ноябрь) тонн/сут. за счёт ограничения объёмов нагнетания воды и, по-видимому, падения пластового давления. За 2016 год из залежи добыто 1,1 тыс. тонн нефти, 48,4 тыс. тонн жидкости; в пласт закачано 38,6 тыс. м³ воды. Текущая компенсация отбора закачкой составила 79,1%. По элементу рекомендуется обеспечить среднесуточную закачку воды в скважину №84 в

объёме 150м³. Ввести в эксплуатацию скважину №212 путём перевода с нижележащего пласта (согласно проекту разработки месторождения Эхаби). С целью увеличения охвата залежей дренированием рекомендуется создать дополнительный очаг заводнения через скважину №226, а также ввести в эксплуатацию из бездействия скважину №68 (согласно проекту разработки месторождения Эхаби).

2.2.7. Очаг скважины № 141. В состав элемента входят 3 добывающие скважины. В целом по данному элементу отмечается сохранение среднесуточного дебита одной скважины по жидкости на уровне 29,4÷30,8тонн/сут. За 2016 год из залежи добыто 1,4тыс.тонн нефти, 27,9тыс.тонн жидкости; в пласт закачано 30,6тыс.м³ воды. Текущая компенсация отбора закачкой составила 108%. По элементу рекомендуется обеспечить 100% компенсацию отбора закачкой.

2.2.8. Очаг скважины № 228. В состав элемента входят 2 добывающие скважины. В целом по данному элементу отмечается сохранение среднесуточного дебита одной скважины по жидкости на уровне 22,8÷23,1тонн/сут. За 2016 год из залежи добыто 0,2тыс.тонн нефти, 12,5тыс.тонн жидкости; в пласт закачано 16,4тыс.м³ воды. Текущая компенсация отбора закачкой составила 130,1%. По элементу рекомендуется обеспечить 100% компенсацию отбора закачкой.

2.2.9. Очаг скважины № 144. В состав элемента входят 2 добывающие скважины. В целом по данному элементу отмечается уменьшение среднесуточного дебита одной скважины по жидкости с 69,4 (январь) до 53,8 (ноябрь) тонн/сут. за счёт вывода в бездействие скважины №44. За 2016 год из залежи добыто 0,6тыс.тонн нефти, 30,1тыс.тонн жидкости; в пласт закачано 29,2тыс.м³ воды. Текущая компенсация отбора закачкой составила 96,1%. Рекомендуется вывести из наблюдения в эксплуатацию скважины №147 и 177. По элементу рекомендуется обеспечить среднесуточную за-

качку воды в скважину №144 в объёме 250м³. Технологические показатели разработки XIII пласта месторождения Эхаби приведены в таблице 4.

3. Методика «Прогноз» технологического расчёта показателей разработки

3.1. Расчёт добычи жидкости и фонда скважин

Добыча жидкости, нефти, а также фондов добывающих и нагнетательных скважин рассчитываются по следующему алгоритму.

На конец предыдущего i -го года нам известны следующие показатели:

- количество действующих скважин на конец года – N_{i-1} , шт.;
- количество скважин, выбывших по обводнённости – ΣdN_{i-1}^6 , шт.;
- средний дебит выбывших по обводнённости скважин – $\bar{q}_{i-1}^6$, тонн/сут.;
- средняя обводнённость выбывших по обводнённости скважин – $\bar{B}_{i-1}^6$, %;
- накопленная нефть и жидкость на конец i -го года – V_{i-1}^H и $V_{i-1}^{ж}$, тыс. тонн.

На текущий год расчёт осуществляется следующим образом. Определяется дебит жидкости на текущий год $q_i^{ж}$ и вычисляется текущая добыча жидкости, с учётом скважин выбывших по обводнённости:

$$Q_i^{ж} = T \cdot q_i^{ж} \cdot N_{i-1} + \Sigma dN_{i-1}^6 \cdot \bar{q}_{i-1}^6, \quad (1)$$

где T – среднее время работы скважин за год.

Отсюда накопленная жидкость:

$$V_i^{ж} = V_{i-1}^{ж} + Q_i^{ж}. \quad (2)$$

Текущая добыча нефти без учёта скважин выбывших по обводнённости считается следующим образом:

$$Q_i^H = f(V_i^{ж}) - V_{i-1}^H, \quad (3)$$

где $f(V)$ – функция кривой вытеснения (корректируется с учётом скважин, выбывших по обводнённости):

Таблица 4 – Технологические показатели разработки XIII пласта месторождения Эхаби

Показатели	Годы									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча нефти, тыс. тонн		3,8	3,4	1,7	0,5	0,7	0,6	0,2	1,6	1,7
годовая	13,8	17,6	14,3	12,6	12,0	11,3	10,8	10,6	12,2	10,5
накопленная	4844,3	4861,9	4876,1	4888,7	4900,8	4912,1	4922,9	4933,5	4945,7	4956,2
Темп отбора нефти от начальных балансовых запасов, %	0,13	0,17	0,14	0,12	0,12	0,11	0,11	0,10	0,12	0,10
Темп отбора нефти от текущих балансовых запасов, %	0,3	0,33	0,27	0,23	0,23	0,21	0,20	0,20	0,23	0,20
Текущая нефтеотдача, %	47,30	47,47	47,61	47,74	47,85	47,97	48,07	48,17	48,29	48,40
Ресурсы нефтяного газа, млн. м ³ :										
годовые									0,0	1,0
накопленная									0,00	1,00
Обводнённость среднегодовая, %	92,8	91,9	94,3	95,1	94,8	95,2	95,7	96,0	95,4	95,6
Добыча жидкости, тыс. тонн										
годовая	191,7	218,2	248,4	255,8	231,2	238,0	252,3	262,8	267,3	238,61
накопленная	12147,4	12365,7	12614,1	13339,1	13101,1	13339,1	13591,4	13854,2	14121,5	14360,1
Закачка воды, тыс. м ³										
годовая	341,9	380,9	339,3	320,4	282,4	287,4	365,5	337,3	324,1	340,46
накопленная	17281,7	17662,6	18001,9	18892,1	18604,7	18892,1	19257,6	19594,9	19919,0	20259,4
Компенсация отборов закачкой в пластовых условиях, %										
текущая	174,4	170,3	134,2	123,4	119,3	118,2	142,1	126,0	118,8	139,9
накопленная	122,3	123,1	123,3	123,3	121,3	121,3	121,6	121,7	121,7	121,9
Ввод добывающих скважин, шт.		1	1				1			
Выбытие добывающих скважин, шт.	2	2	1	1	1	1	2			
в том числе под закачку	2	2	1	1	2	1	2			
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.										
эксплуатационный	56	41	47	49	48	44	46			
действующий	42	34	44	45	47	43	45	24	23	21
Ввод нагнетательных скважин, шт.	2	2	1	1	2	2	3			
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.										
действующий	27	23	28	29	29	32	33	22	11	11
Среднесуточный дебит одной скважины:										
по нефти, тонн/сут.	1,0	1,3	1,0	0,9	0,8	0,8	0,1			
по жидкости, тонн/сут.	13,7	16,2	18,1	18,3	15,4	17,2	3,1			
Среднесуточная приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут.	75	69	81	84	65	67	65			
Удельные остаточные балансовые запасы нефти на одну действующую скважину, тыс. тонн	128	158	122	119	114	124	118	221	230	252

$$Q_i^H = Q_i^H - \Sigma dN_{i-1}^6 \cdot \bar{q}_i^6 \cdot (1 - \bar{B}_{i-1}). \quad (4)$$

Также корректируется текущая добыча жидкости:

$$Q_i^{\text{жс}} = Q_i^{\text{жс}} - \Sigma dN_{i-1}^6 \cdot \bar{q}_i^6. \quad (5)$$

Определяем обводнённость за текущий год:

$$B_i = \frac{Q_i^{\text{жс}} - Q_i^H}{Q_i^{\text{жс}}}. \quad (6)$$

Корректируем накопленную добычу жидкости с учётом скважин, выбывших по обводнённости и техническим причинам:

$$V_i^{\text{жс}} = V_i^{\text{жс}} - 0,5 \cdot T \cdot q_i^{\text{жс}} \cdot (dN_i^{\text{жс}} + dN_i^{\text{жс}}) \quad (7)$$

и нефти

$$V_i^H = V_i^H - 0,5 \cdot T \cdot q_i^{\text{жс}} \cdot (dN_i^6 + dN_i^m) \cdot (1 - \bar{B}), \quad (8)$$

где dN_i^m – количество скважин, выбывших по техническим причинам; $\bar{B}$ – средняя обводнённость.

К вычисленным текущим добычам жидкости и нефти прибавляются добычи новых скважин:

$$Q_i^{\text{жс}} = Q_i^{\text{жс}} + 0,5 \cdot N_i^{\text{new}} \cdot q_i^{\text{-new}} \cdot T, \quad (9)$$

и

$$Q_i^{\text{жс}} = Q_i^{\text{жс}} + 0,5 \cdot N_i^{\text{new}} \cdot q_i^{\text{-new}} \cdot T \cdot (1 - B), \quad (10)$$

где N_i^{new} – количество новых скважин; q_i^{new} – средний дебит, с которыми вводятся новые скважины.

3.2. Расчёт закачки воды в пласт

Исходные данные:

- накопленная и текущая добыча: $V_i^{\text{жс}}$, V_i^H , $Q_i^{\text{жс}}$, Q_i^H , тыс. тонн;
- компенсация K , %;

- отношение количества добывающих к количеству нагнетательных скважин D ;
- обводнённость B , %.

Определяется закачка с начала разработки:

$$V_i^{зак} = K \cdot \left(V_i^H \cdot K_{nep} + \frac{V_i^{жс} - V_i^H}{G \cdot W} \right), \quad (11)$$

где $K_{nep} = \frac{1}{\rho_{nl}^H}$, а $G \cdot W = \rho_{\epsilon}^{nl}$.

Закачка за год:

$$Q_i^{зак} = V_i^{зак} - V_{i-1}^{зак}. \quad (12)$$

Необходимая годовая закачка по компенсации определяется следующим образом:

$$Q_i^{зак} = K \cdot \left(Q_i^H \cdot K_{nep} + \frac{Q_i^{жс} - Q_i^H}{G \cdot W} \right). \quad (13)$$

Результаты расчёта основных показателей разработки XIII пласта месторождения Эхаби по методике «Прогноз», предоставленной СахНИПИ, показаны в таблице 5. На основе полученных данных построены диаграммы годовой добычи нефти (рисунок 2), годовой добычи жидкости и закачки воды (рисунок 3).

За проектируемый период будет добыто 35,9 тыс. тонн нефти, 1025,6 тыс. м³ воды; в пласт будет закачано 1230,7 тыс. м³ воды.

Согласно проведённым расчётам видно, что в период 2017-2021 гг. происходит снижение годовых объёмов добычи нефти в результате роста обводнённости скважин и уменьшения объёмов закачки воды в пласт.

Таблица 5 – Результаты расчёта основных показателей разработки

Показатели	Годы				
	2017	2018	2019	2020	2021
Годовая добыча нефти, тыс. тонн	9,9	9,4	9,0	8,5	8,1
Годовая добыча жидкости, тыс. тонн	226,7	215,3	204,6	194,4	184,6
Годовая закачка воды, тыс. м ³	272,0	258,4	245,5	233,2	221,6
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	21	21	21	21	21
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	9	9	9	9	9
Среднегодовая обводнённость, %	95,6	95,7	95,8	95,8	95,9



Рисунок 2 – Диаграмма годовой добычи нефти XIII пласта месторождения Эхаби

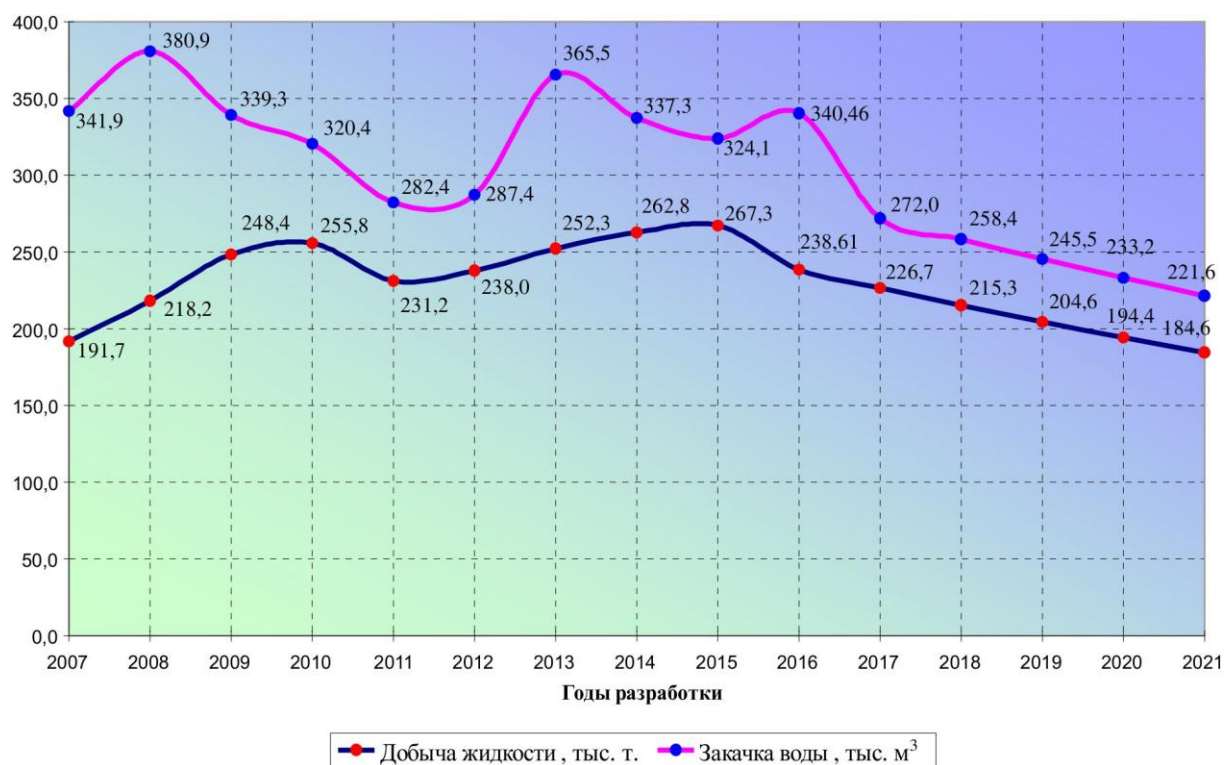


Рисунок 3 – Диаграмма годовой добычи жидкости и закачки воды XIII пласта месторождения Эхаби

4. Расчёт экономической эффективности разработки XIII пласта

При выполнении экономических расчётов были использованы исходные данные по месторождению Эхаби НГДУ «Оханефтегаз» за 2016 год.

4.1. Показатели экономической оценки разработки

В систему оценочных показателей включаются прибыль от реализации углеводородов на внутреннем и внешнем рынках, доход государства от эксплуатации месторождения (налоги, платежи и отчисления в бюджетные и во внебюджетные фонды), рентабельный срок разработки. Под рентабельным понимается такой период разработки, когда текущие потоки денежной наличности принимают положительные значения, а накопленный чистый дисконтированный доход (НЧДД) увеличивается и принимает максимальное значение в последний период рентабельной добычи. Определе-

ние эксплуатационных затрат осуществляется с использованием удельных затрат, которые формируются на основе фактической калькуляции затрат за базовый период разработки месторождений Сахалина. После определения капитальных и текущих затрат с учётом налогов и иных отчислений осуществляется расчёт ряда показателей, характеризующих экономическую эффективность проекта.

Расчёт основных показателей экономической эффективности проекта проводится по следующей схеме:

- определяется объём выручки от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках за весь расчётный период по годам;
- рассчитывается объём прибыли, подлежащей налогообложению;
- на основе рассчитанной налогооблагаемой прибыли определяется размер налога на прибыль;
- разница между величиной налогооблагаемой прибыли и налога на прибыль образует чистую прибыль;
- сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений образуют собственные источники покрытия инвестиций;
- применяя метод приведения разновременных затрат и результатов (метод дисконтирования), рассчитывают ежегодные значения дисконтированного чистого потока денежных средств.

4.2. Расчёт экономической оценки разработки

Экономическая эффективность рассчитывалась для текущего состояния разработки. Показатели эффективности приведены в таблице 6. Диаграмма потока наличности представлена на рисунке 4.

Таблица 6 – Показатели эффективности разработки

Показатели	Числовые значения
Добыча нефти, тыс.тонн	170,63
Эксплуатационные затраты, млн. долл	27,03
Доход инвестора, млн. долл	20,66
Дисконтированный доход при 10 %, млн. долл	11,80
Себестоимость затрат, долл/тонн	158,42



Рисунок 4 – Диаграмма потока наличности

5. Заключение

Залежь месторождения вступила в позднюю стадию разработки, которая характеризуется низкими темпами годовых отборов нефти и высокой обводнённостью. Разработка нефтяной залежи XIII пласта осуществляется с поддержанием пластового давления путём очагового избирательного заводнения. В ходе разработки XIII пласта были применены все виды заводнения.

Анализ текущего состояния разработки XIII пласта и сделанные расчёты показали, что бурение новых скважин для повышения нефтеотдачи экономически нецелесообразно по причине небольших остаточных балансовых запасов нефти. Дальнейшую разработку залежи нефти рекомендуется проводить при существующем фонде скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Меркушев О.В. Подсчёт запасов нефти месторождения Эхаби. – Сахалин: «СахалинНИПИморнефть», 1967.
2. Мальцев М.В., Игумнов В.И. Технологическая схема разработки месторождения Эхаби. – Сахалин: «СахалинНИПИморнефть», 1978.
3. Моисеева Т.Г. Текущий анализ разработки нефтяных залежей месторождения Эхаби. – Сахалин: «СахалинНИПИморнефть», 1983.
4. Отчётный баланс запасов нефти, газа и конденсата по ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз», 1998.
5. Регулирование процесса разработки XIII пласта нефтяного месторождения Эхаби [Электронный ресурс]. Режим доступа:
http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a2ad79a5c43b88521316d27_0.html
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 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: ООО «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: ООО «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: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576с.

11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремійчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
12. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
13. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швеи В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2017. – 326 с.
14. Лапотников А.Г., Котельников А.С., Аппо Йао Коссону. Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и проект разведочного бурения на месторождении Пильтун-Астохское // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): сборник статей [под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок]. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018.
15. Лапотников А.Г., Савенок О.В. Геологическое строение, нефтегазоносность и анализ разработки газоконденсатнонефтяного месторождения Одопту-море (Северный купол) XXI пласта // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 1.

REFERENCES

1. Merkushev O.V. Podschyot zapasov nefti mestorozhdeniya ENkhabi. – Sahalin: «Sahalin-NIPImorneft'», 1967.
2. Mal'cev M.V., Igumnov V.I. Tekhnologicheskaya skhema razrabotki mestorozhdeniya ENkhabi. – Sahalin: «SahalinNIPImorneft'», 1978.
3. Moiseeva T.G. Tekushchij analiz razrabotki neftyanyh zalezhej mestorozhdeniya ENkhabi. – Sahalin: «SahalinNIPImorneft'», 1983.
4. Otchyotnyj balans zapasov nefti, gaza i kondensata po OAO «Rosneft'-Sahalinmorneftegaz», 1998.
5. Regulirovanie processa razrabotki XIII plasta neftyanogo mestorozhdeniya ENkhabi □EHlektronnyj resurs□. Rezhim dostupa:
http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a2ad79a5c43b88521316d27_0.html
6. Antoniadi D.G., Savenok O.V., SHostak N.A. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 203 s.

7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. EHkologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 603 s.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2012-2015. – T. 1-4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013-2014. – T. 1-4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAreimichuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – 576 s.
11. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., YAreimichuk R.S. Osvoennya naftovih i gazovih sverдловin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
12. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Osnovy geofizicheskikh issledovaniy pri stroitel'stve i ehkspluatatsii skvazhin na neftegazovyh mestorozhdeniyah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – 274 s.
13. Popov V.V., Tret'yak A.YA., Savenok O.V., Kusov G.V., SHvec V.V. Geofizicheskie issledovaniya i raboty v skvazhinah: uchebnoe posobie. – Novocherkassk: Lik, 2017. – 326 s.
14. Lapotnikov A.G., Kotel'nikov A.S., Appo Jao Kossonu. Geologicheskoe stroenie, perspektivy neftegazonosnosti i proekt razvedochnogo bureniya na mestorozhdenii Pil'tun-Astohskoe // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 goda): sbornik statej [pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok]. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2018.
15. Lapotnikov A.G., Savenok O.V. Geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i analiz razrabotki gazokondensatnoneftyanogo mestorozhdeniya Odoptu-more (Severnyj kupol) XXI plasta // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2018. – № 1.

THE ANALYSIS OF REGULATION OF THE PROCESS DEVELOPMENT OF XIII LAYER OF EHABI OIL FIELD

A.G. LAPOTNIKOV

«Administration of Trunk Oil and Gas Pipelines»

LLC «RN-Sakhalinmorneftegaz», 8-962-11-111-63, apllent@mail.ru

The oil deposit of the XIII layer of the Ehabi field entered a late stage of development, characterized by low rates of annual oil withdrawals and high water cut. The development of the oil deposit of the XIII layer is carried out with the maintenance of reservoir pressure through focal selective flooding. During the development of the XIII layer, all types of waterflooding were applied. The main purpose of the article is to analyze the current state of development and issue recommendations for regulating the development process of the XIII layer of the Ehabi field. Analysis of the current status of the development of the XIII layer and the calculations made showed that drilling new wells to increase oil recovery is economically inexpedient due to small residual balance reserves of oil. Further development of the oil deposit is recommended to be carried out with the existing well stock.

Keywords: characteristic of the geological structure of the field; oil and gas content of horizons; current status of field development; methodology «Forecast» calculation of development indicators; calculation of fluid production and well stock; indicators of economic evaluation of development; calculation of economic evaluation of development.