



ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОРЗ В МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖАХ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЗАХСТАНА

Т.С.Джаксылыков

Филиал ТОО НИИ ТДБ «Казмунайгаз» «Каспиймунайгаз», Атырау, Казахстан

Case History of Dual Injection Technology Applied in Multi-Layer Deposits on the Example of the Kazakhstan Deposit

T.S.Jaxylykov

Branch of the LLP SRI PDT «KazMunaiGaz» «Caspimunaigas», Atyrau, Kazakhstan

Abstract

Conventional conjoint water injection into several layers with various permeability, does not allow us water flow control for each of the layers, which leads to uneven encroachment. It results in an advanced watering of highly permeable oil reservoirs, the degree of noncoverage, uneven impact and output of each of the layers with different permeability increases. Dual Injection Technology is a process fluid injection by one well separately into different layers in accordance with each reservoir properties aimed at a more even production of seams. Dual Injection Technology mainly allows: reducing the drilling volume due to the use of one well and, therefore, reducing drilling Capex; simultaneous operation of several objects with various reservoir properties; enhanced crude production by 10-20% due to differentiated and controlled impacts on each reservoir; increasing the profitability of individual wells by involving other development targets or various property reservoirs of a single exploitation target; recording the amount of the agent injected into each reservoir. The article considers methods and approaches to the evaluation of the Dual Injection Technology efficiency on the example of the Kazakhstan deposit.

Keywords:

Deposit;
Reservoir;
Dual injection technology;
Porosity;
Permeability.

© 2018 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Рассмотрим опыт применения технологии одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) на примере одного месторождения Казахстана, и оценим целесообразность внедрения данной технологии в условиях рассматриваемой залежи.

Залежь представляет собой меловой горизонт приуроченный к отложениям арыскупского горизонта, коллектора которой представлены переслаиванием песчаников, песков и алевролитов. Глубина залегания залежи – 1700 м. Выделяются северный и южный купола, к которым приурочены нефтяные пластово-сводовые залежи, тектонически ограниченные на северном своде с восточной стороны и на южном своде разломом.

В пределах мелового горизонта по условиям накопления выделено 4 пласта: D, C, B, A имеющие единую гидродинамическую связь, т.е. один контакт нефть-вода (рис.1 и 2).

Анализ керновой информации показал, что в меловом горизонте наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают пласты А и

В. Пористость по керну соответственно равна 16% и 18%, проницаемость – 132 мД и 212 мД.

Худшие коллекторские свойства имеют пласты С и D. Пористость по пластам соответственно равна 15% и 13%, проницаемость – 92 мД и 97 мД (табл.1).

Что касается таких параметров как глинистость и карбонатность, для всех пластов эти параметры примерно находятся на одном уровне. Но следует

Таблица 1
Среднее значение проницаемости и пористости по пластам

Горизонт	Kп, %			Kпр, мД		
	Количество определений	Среднее значение	Интервал изменения	Количество определений	Среднее значение	Интервал изменения
D	131	13.19	2-27.35	117	97.53	0.001-1730
C	224	15.23	3.6-29	196	92.21	0.001-1583.3
B	282	18.15	3.6-32.95	229	212.33	0.02-6966
A	98	15.6	3.4-28.23	93	131.59	0.01-1181.10

E-mail: Jaxylykov.T@llpcmg.kz

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20180300362>

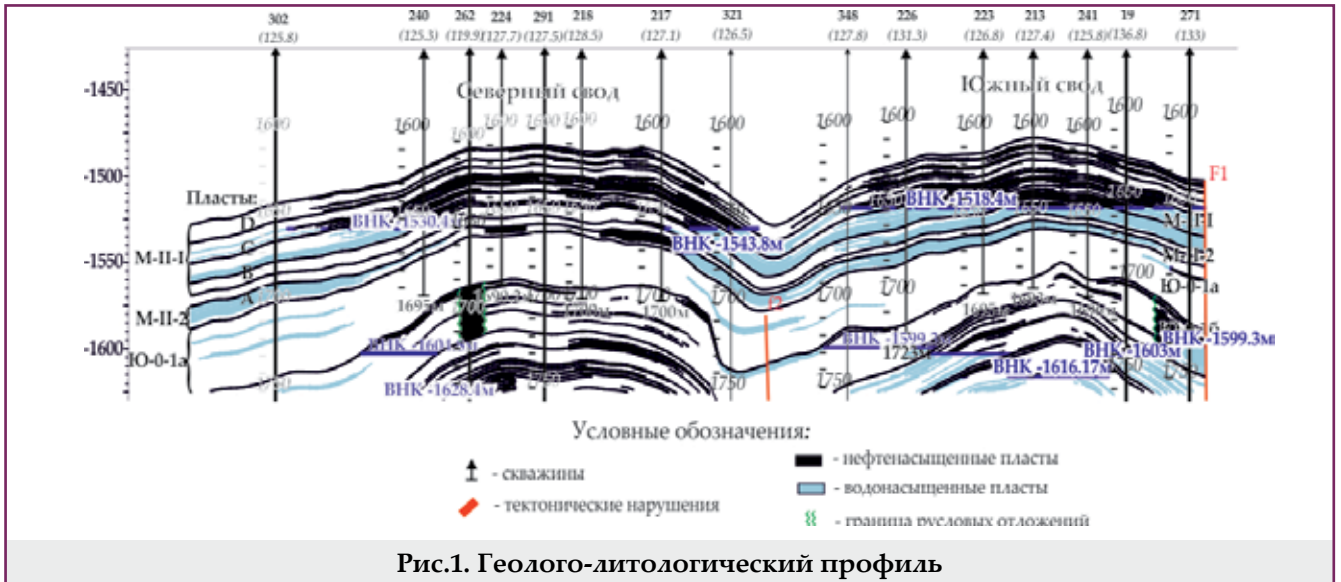


Рис.1. Геолого-литологический профиль

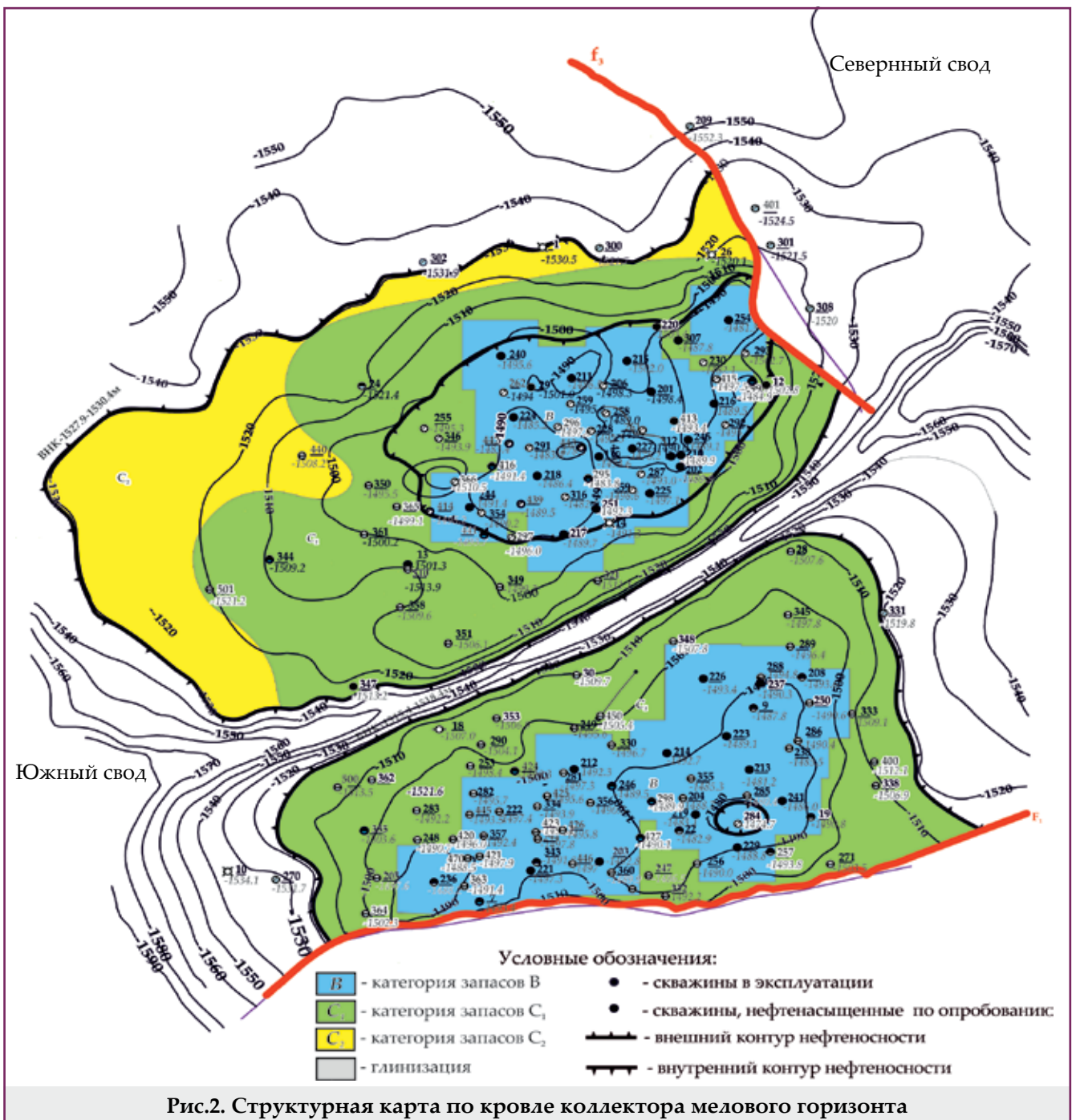
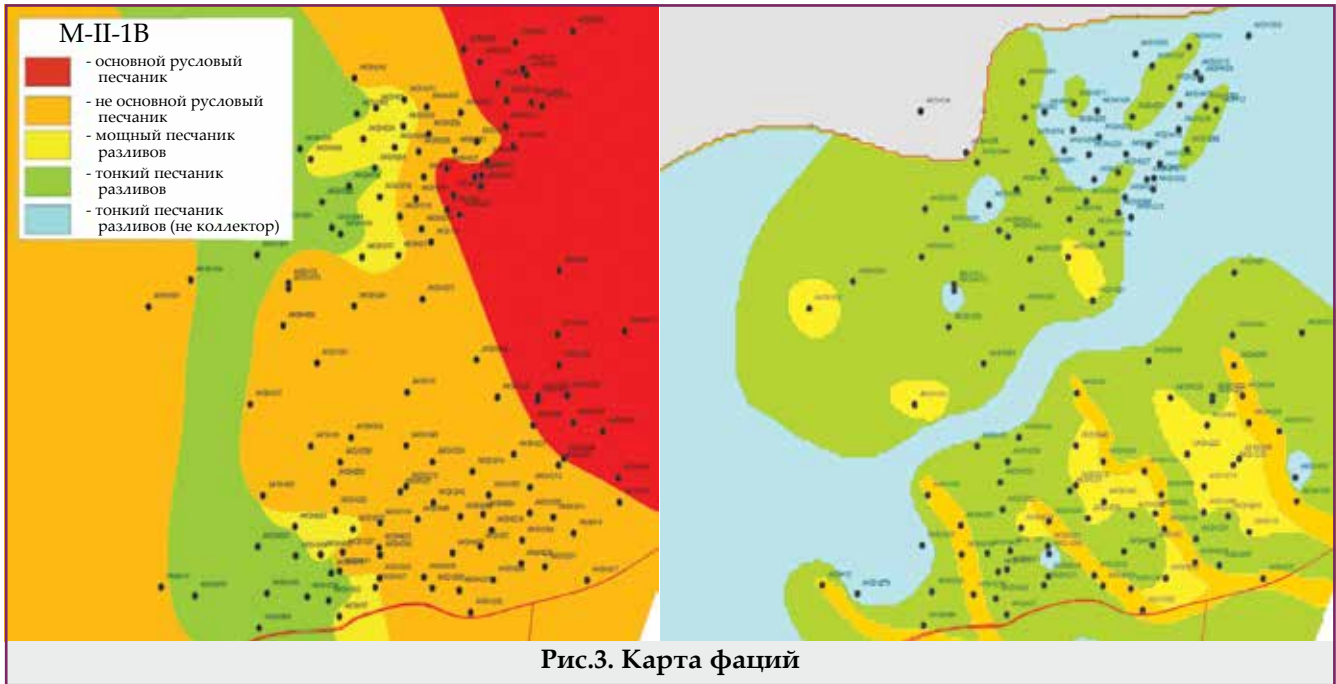


Рис.2. Структурная карта по кровле коллектора мелового горизонта



обратить внимание на то, что самая низкая средняя карбонатность приходится на наилучший пласт В и равна 13%. А максимальное среднее значение глинистости относится к пласту D - 21%.

Так же, по проведенному тектоно-фациальному анализу определены наилучшие пласты по коллекторским свойствам. Как видно из рисунка 3 в пласте В на Северном и Южном своде преобладают

русловые песчаники, которые отсутствуют в пластах С и D.

Проведенные PLT исследования (определение профиля притока) на Северном своде до начала организации ОРЗ показали, что основной приток жидкости приходится на пласт В - 69%, на пласт С - 26% и на пласт D - 5%. Такая же картина наблюдается и по Южному своду, где на хорошо рабо-

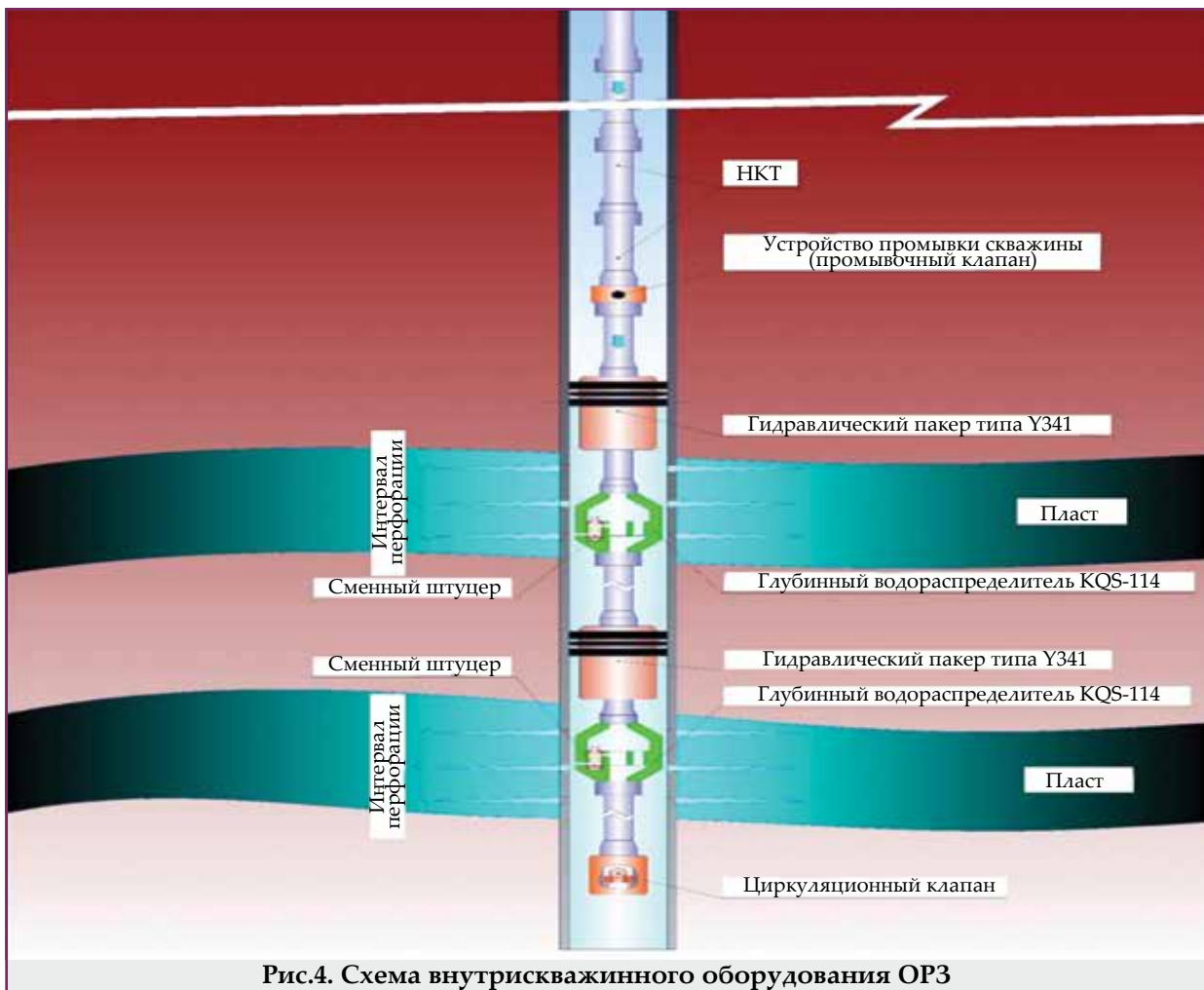


Таблица 2

Среднее значение проницаемости и пористости по пластам

Горизонт, залежь	Геолог. запасы, тыс.т	Извлеч. запасы, тыс.т	КИН, доли ед.	Накопленная добыча, тыс.т	Выработанность, %	Остат. извлеч. запасы, тыс.т
	В+С ₁	В+С ₁				В+С ₁
Северный свод	11188	3995	0.360	1602	40	2393
Южный свод	7171	2790	0.389	1170	42	1620

гающий пласт В приходится 45% добываемой жидкости, на пласты С и D 32% и 23% соответственно. Пласт А является водоносным. Основной объем воды по импульсному нейтрон-нейтронному каротажу (ИННК) и PLT идет с пласта В.

Рассматриваемый меловой горизонт включающий в себя 4 пласта выделен как один объект разработки. С целью увеличения добычи нефти путем подключения в разработку плохо работающие пласты и учитывая геологическое строение залежи, а также разные коллекторские свойства пластов, на залежи была применена технология ОРЗ воды.

Применяемая технология ОРЗ является однотрубной, т.е. предусматривает разобщение скважины на соответствующие интервалы с помощью гидравлических пакеров и оборудована штуцерными водораспределителями. В водораспределителе расположен сменный глубинный штуцер соответствующего диаметра.

Схема обеспечивает закачку воды по колонне НКТ. Верхний пакер обеспечивает изоляцию эксплуатационной колонны от закачиваемой жидкости, нижний - разделяет пласты (рис.4).

Дифференциальное воздействие на каждый эксплуатационный объект осуществляется с помощью регуляторов-штуцеров, устанавливаемых в соответствующие водораспределители, через которые и ведется закачка.

Отказ от двух параллельных трубопроводов при технологии ОРЗ «труба в трубе» в пользу однотрубной системы позволил уменьшить металлоемкость погружного оборудования, снизить расходы на применение измеряющий расход жидкости оборудования. Сопутствующими положительными качествами является простота спуско-подъемных операций. Реализация достигается путем регулирования объемов закачек через калибрование погружными штуцерами каждого, для своего из горизонтов закачки.

ОРЗ воды на залежи начата с декабря 2015 г. При этом, необходимо отметить, что период простой закачки воды отсутствует, что затрудняет проведение оценки воздействия ОРЗ.

На Северном своде мелового горизонта в действующем добывающем фонде числятся 18 скважин. ОРЗ организовано в 2 скважинах. В одну скважину осуществляется простая закачка воды без ОРЗ (рис.5).

Согласно тектоно-фациальному анализу пласт D Северного свода характеризуется малым количеством продуктивных толщин и интервалы перфо-

рации добывающих скважин охватывают в основном 2 пласта В и С, в связи с чем, в скважинах с ОРЗ закачка воды осуществляется совместно в пласты D+C и отдельно в пласт В. Средняя приемистость нагнетательных скважин составляет 287 м³/сут. Общий объем закаченной воды составляет 328 тыс. м³, при этом для увеличения вытеснения нефти с пластов с худшими коллекторскими свойствами, в пласты D+C закачивается 74% воды от общего объема, на более проницаемый пласт В – 26%.

На Южном своде схожая ситуация, но по сравнению с Северным сводом пласт D характеризуется наличием продуктивных толщин. Из 17 скважин действующего добывающего фонда пласт D охватывают 10 скважин (рис.5).

Всего на Южном своде под нагнетанием находятся 3 скважины с реализацией технологии ОРЗ. Средняя приемистость скважин составляет 280 м³/сут. Общий объем закаченной воды составляет 221 тыс.м³, при этом в худшие пласты D и С закачено 28% и 44% воды соответственно, в пласт В закачено 28%.

Контроль за объемами закачиваемой воды в каждый из пластов осуществляется путем проведения замеров расходомером ежеквартально по всем нагнетательным скважинам с ОРЗ.

Так, в одной нагнетательной скважине Южного свода (№249), где на протяжении применения технологии ОРЗ установлены штуцера одного диаметра - 12 мм, наблюдается перераспределение потоков:

- 89% от общей закачки на первый эксплуатационный объект и 11% - на второй эксплуатационный объект от 29/10/2016;

- 69% от общей закачки на первый эксплуатационный объект и 31% - на второй эксплуатационный объект от 09/12/2016.

Т.е. теоритически при постоянном штуцере соотношение объемов закачиваемой воды в каждый пласт должно быть одинаковым, что на практике при использовании штуцеров при изменении давления нагнетания не подтверждается (рис.6).

Одной из причин такого перераспределения может являться выбор неподходящего оборудования для ОРЗ – а именно, штуцеров, поскольку при изменении пластовых условий необходимы периодические смены штуцеров для поддержания желаемого объема закачки. Как следствие:

- 1) необходима частая смена штуцеров, что ведет к дополнительным затратам;

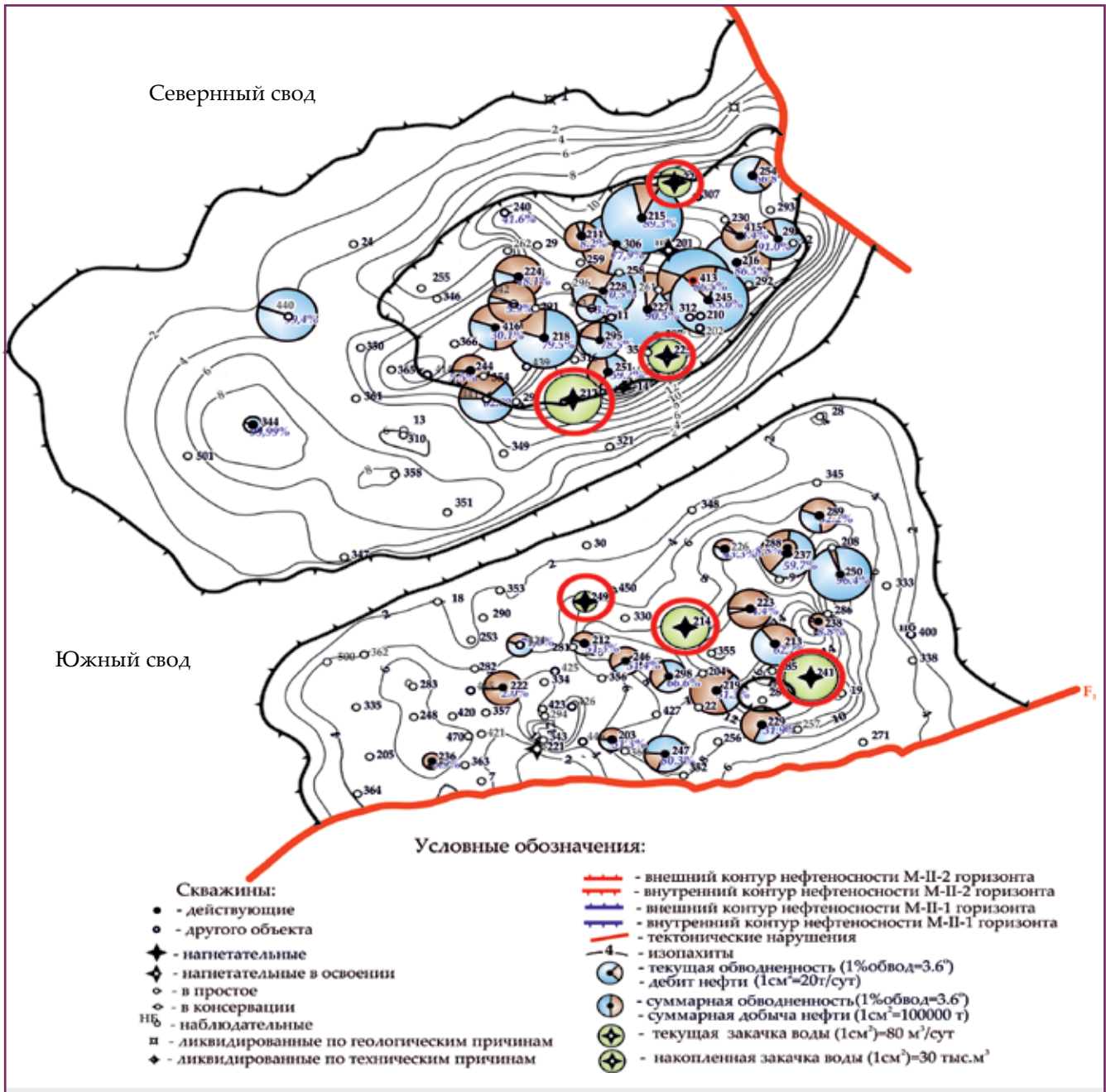


Рис.5. Карта текущих отборов мелового горизонта

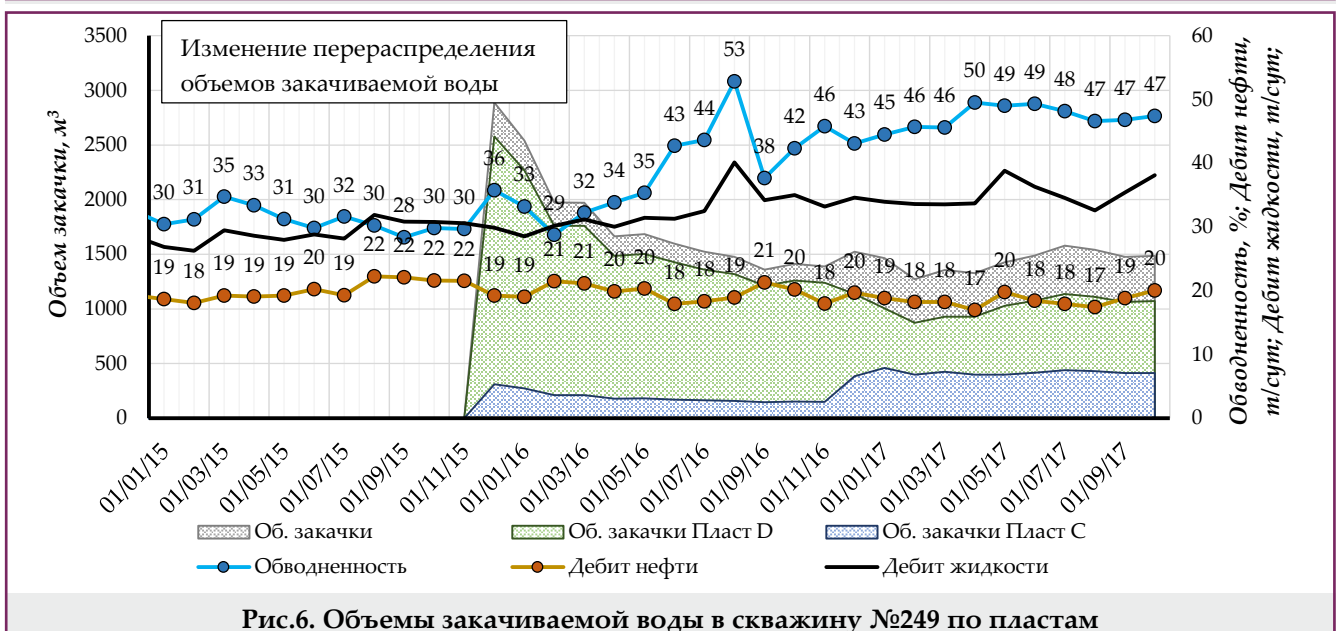


Рис.6. Объемы закачиваемой воды в скважину №249 по пластам

2) при отсутствии регулирования диаметров штуцеров контроль над закачкой в каждый из пластов при ОРЗ теряется. Все это ведет к низкой эффективности и контролю заводнения при ОРЗ. Решением является применение клапанов-регуляторов (рис.7), которые автоматически компенсируют флуктуации давлений, что обеспечивает поддержание постоянного расхода жидкости через него. Кроме этого, регуляторы менее подвержены эрозионному воздействию по сравнению со стандартными штуцерами.

Клапаны-регуляторы нагнетания рабочего агента предназначены для применения при реализации систем ОРЗ. Объем закачки через клапан не зависит от давления в точке нагнетания (в трубном пространстве в районе установки клапана), устьевого давления или давления в затрубном пространстве. Благодаря этому объемы закачки поддерживаются на неизменном уровне, независящим от давления нагнетания. Конструкция клапана позволяет исключить влияние давления из затрубного пространства из-за баланса сил, под действием которых клапан приводится в действие.

Конструкция пружины рассчитывается для поддержки постоянного перепада давления на клапане, сохраняя неизменный объем потока через клапан.

При этом учитываются:

1. Максимальное допустимое давление на пласт (репрессия);
2. Максимальный допустимый объем закачки в пласт;
3. Коэффициент приемистости для обеспечения необходимого потока в пласте, относительно давления пласта и пористости.
4. Потери давления от трения в колонне НКТ (скорость потока и размер НКТ). Чрезмерные потери на трение уменьшают перепад давления на клапане.
5. Размеры мандрели, обсадной колонны и т.д.

При установке нескольких клапанов, каждый регулятор работает независимо от других для контроля скорости нагнетания (объема закачки), которые поддерживаются с очень небольшим изменением при минимальном перепаде давления на клапане.

Для определения эффективности применяемой технологии ОРЗ необходимо использовать как аналитические методы, так и математический подход. Так, для определения характера перераспределения добычи жидкости в пласте необходимо периодическое проведение PLT исследований (определение профиля притока) по добывающим скважинам после изменения объемов закачиваемой жидкости в каждый пласт, т.к. в первую очередь ОРЗ применяют для увеличения вытеснения по пластам с худшими коллекторскими свойствами. Однако, по причине проведения гидроразрыва пласта в большинстве добывающих скважинах рассматриваемой залежи, исследования PLT не проводились, т.к. результаты не покажут реальной картины изменения притока жидкости в пласты.

По этой причине по залежам Северного и

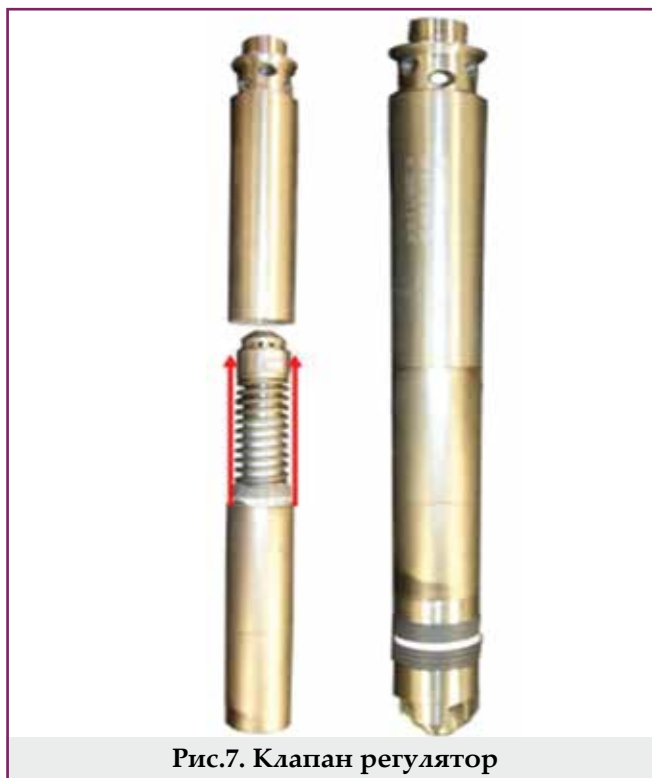


Рис.7. Клапан регулятор

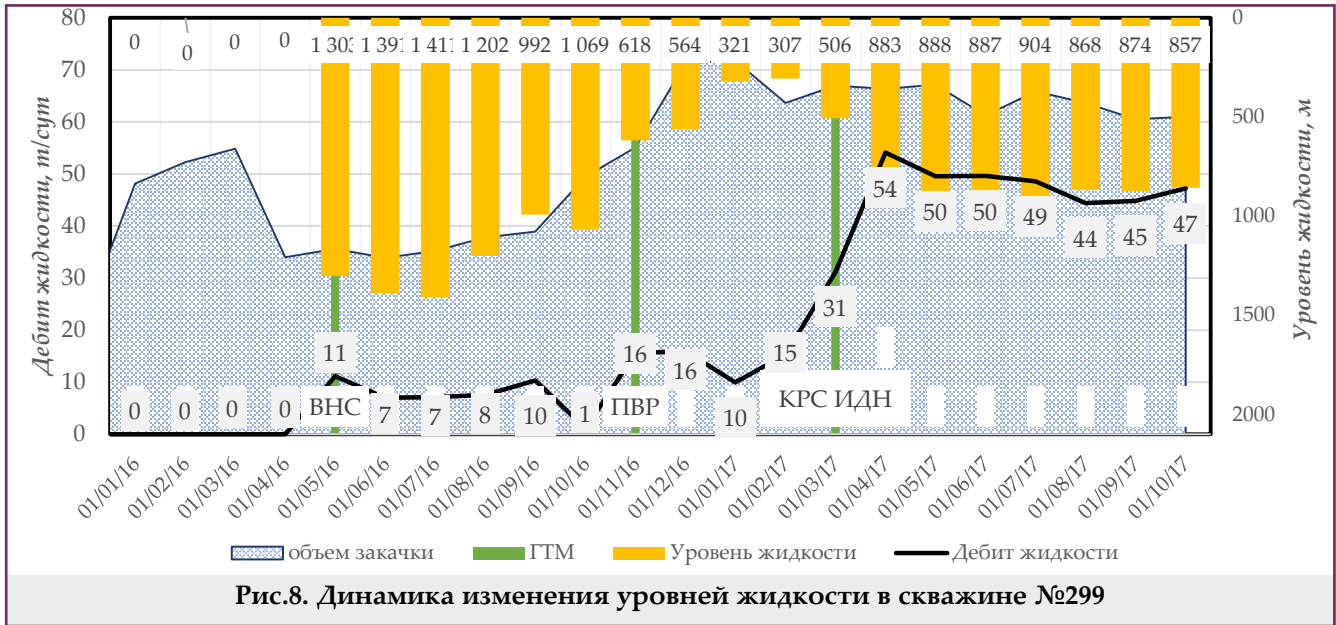
Южного свода определены 5 добывающих скважин, отвечающих следующим критериям:

- охват перфорацией всех 3 пластов В, С, D;
- хорошее качество цементации заколонного пространства, для предотвращения перетоков жидкости;
- отсутствие проведения ГРП в скважине;
- Наличие результатов проведенных PLT исследований (определение профиля притока) до начала ОРЗ.

По которым рекомендуется проведение PLT исследований, а также для определения гидродинамической связи между пластами проведение трассерных исследований отдельно по каждому пласту.

Так же, для определения влияния на энергетическое состояние залежи проанализированы результаты замеров давлений и ГДИС. Залежь Южного свода изолирована разломом в южной части и Северным сводом в северной части. По обоим залежам наблюдается большой разброс значений пластового давления, в связи с чем определить изменение пластового давления после организации ОРЗ с помощью прогнозирования посредством материального баланса не представляется возможным. В связи с этим рассмотрено влияние ОРЗ на динамические уровни жидкости. На примере одной добывающей скважины (№299, рис.8) видно, что при увеличении объемов закачиваемой воды, уровень жидкости поднимается, т.е. увеличивается давление в пласте, что позволило увеличить отборы жидкости по скважине. Такая картина наблюдается еще в 7 скважинах. Т.е. имеется положительное влияние закачки воды с ОРЗ на энергетическое состояние залежей.

Для определения количественного показателя эффективности ОРЗ математическим путем были применены расчеты по методикам харак-



теристик вытеснения и по экспоненциальной кривой отдельно по Северному и Южному своду. Рассмотрим применение данных методик на примере Северного свода.

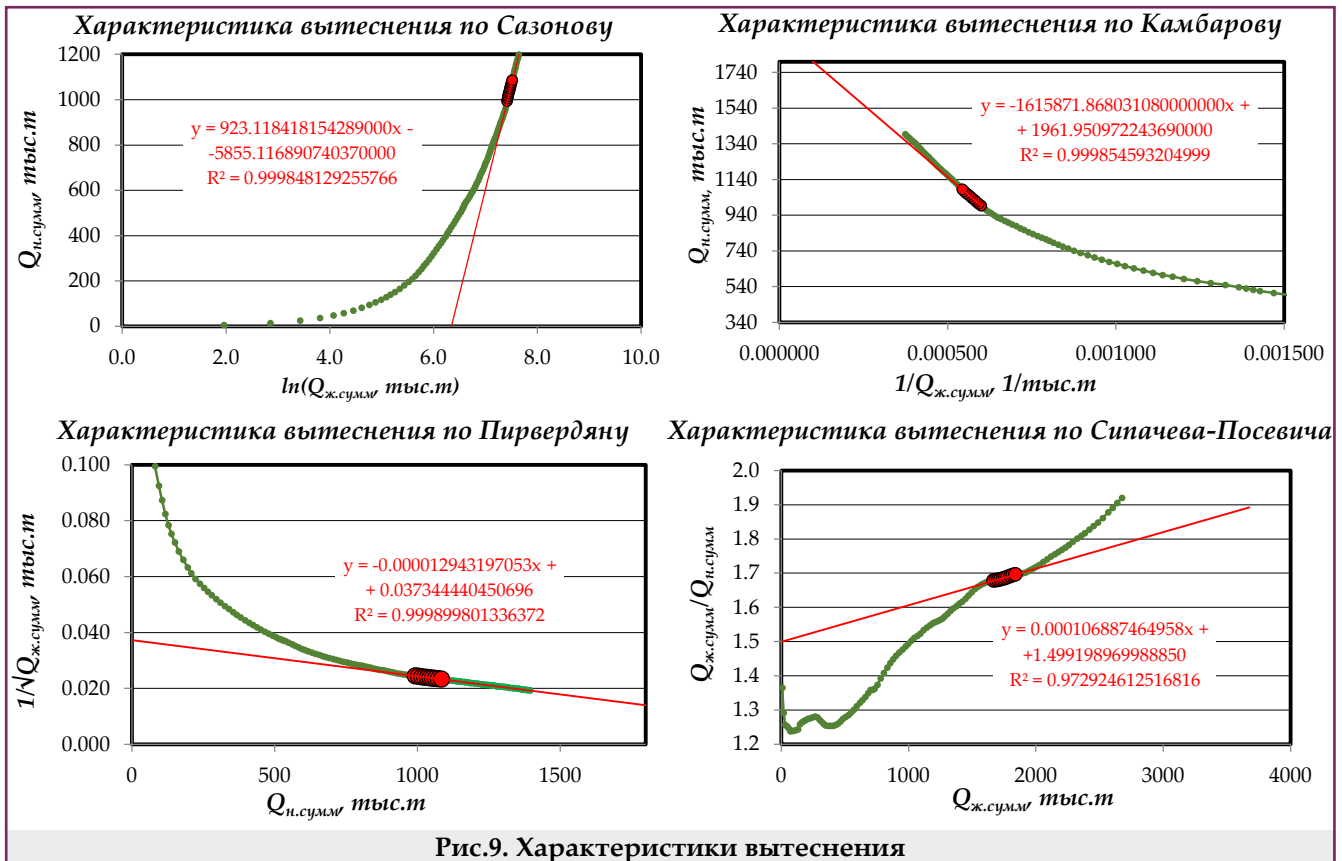
Характеристики вытеснения построены по 4 методикам: Сазонова, Камбарова, Пирвердяна, Сипачева-Посевича (рис.9).

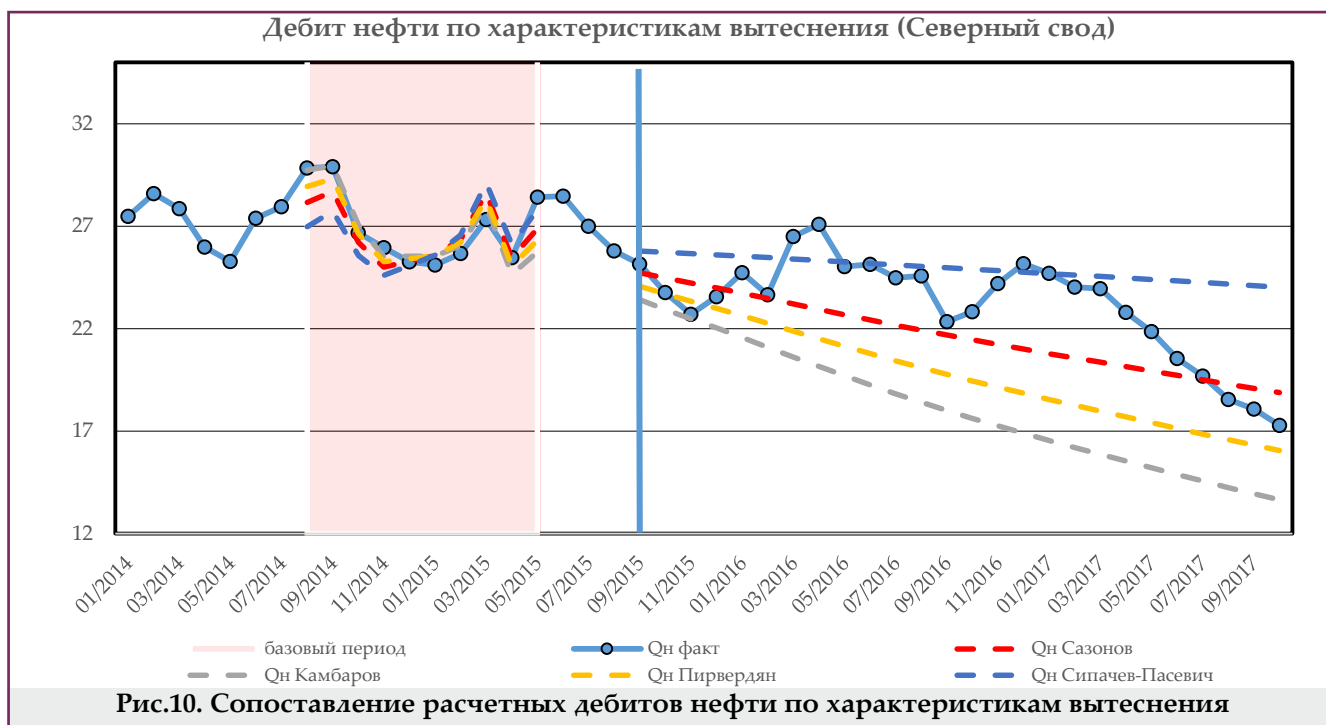
Принцип выбора базового периода для построения характеристик вытеснения основывался на сопоставлении полученных результатов с фактической историей базового периода. При рассмотрении разных базовых периодов, наиболее точным показал себя период с августа 2014 г. по май 2015 г. При расчетах, дебит жидкости принят постоянной величиной.

Как видно из представленных характеристик вытеснения, наименьшим значением коэффициента аппроксимации обладает методика по Сипачева-Посевича.

Для выбора приоритетной методики построены графики соответствия полученных результатов с базовым периодом (рис.10). Получены следующие результаты точности по коэффициенту аппроксимации: Сазонов – 0.87; Камбаров – 0.84; Пирвердян – 0.88; Сипачев-Посевич – 0.68.

Методика Сипачева-Посевича описывает прямую зависимость роста водонефтяного фактора (ВНФ) от роста добычи воды с ростом обводненности добываемой продукции. Т.е. чем выше накопленный водонефтяной фактор и стабиль-





нее, и равномернее ведётся разработка изучаемого объекта, тем актуальнее данный метод.

Метод Сазонова основан на предположении наличия тесной связи между накопленной добычей нефти и жидкости, т.е. чем выше выработка рассматриваемого объекта, тем выше точность расчетов.

Методы Камбарова и Пирвердяна описывают случай, когда при разработке объекта не наблюдается роста добычи воды и падения добычи нефти, и соответственно добываемая жидкость характеризуется постоянным значением обводненности.

Так, согласно [2] наиболее подходящей методикой для расчета добычи в данном случае являются методы Камбарова и Пирвердяна (табл.3).

По результатам расчетов характеристик вытеснения дополнительная добыча нефти с момента начала ОРЗ (с сентября 2015 г.) составила 41.3 тыс.т.

Для точности определения эффекта от ОРЗ, дополнительно произведен расчет математическим методом по падению добычи нефти. Метод заключается в построении экспоненциальной кривой падения по базовому периоду, который характеризуется стабильностью по дебиту нефти и жидкости. Были рассмотрены различные варианты базового периода, наиболее благоприятным периодом с высоким коэффициентом аппрокси-

мации по кривой составляет с января 2014 г. по январь 2015 г., так же данный период характеризуется меньшим количеством проведенных ГТМ – базовый фонд скважин составил 9 ед. из всего фонда 13 ед. По исключенным из базового фонда 4 скважинам проводились мероприятия, влияющие на добычу нефти и жидкости (табл.4).

Скважина	Дата	ГТМ
1	01.05.2014	Изоляция водопритока Дострел.
2	01.05.2014	Переход на вышележащий горизонт.
3	01.07.2014	Изоляция водопритока.
4	01.07.2014	Изоляция водопритока.

Как видно из рисунка 11 по базовому фонду скважин наблюдается тенденция снижения дебита нефти и жидкости. Коэффициент падения нефти составил 22.9%, падения жидкости 19.8%. По результатам расчетов, накопленная добыча нефти за период с сентября 2015 г. по октябрь 2017 г. составила 231 тыс.т, при фактической накопленной добыче за рассматриваемый период 277 тыс.т, т.е. дополнительная добыча нефти составила 45 тыс.т с начала закачки воды с ОРЗ, что близко к значению полученному по методике Пирвердяна - 41 тыс.т.

Далее, для разделения дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ за период реали-

Методика	Точность прогноза (коэффициент аппроксимации)	Дополнительная добыча, тонн
Сазонова	0.87	18 153
Камбарова	0.84	62 137
Пирвердяна	0.88	41 309
Сипачева-Посевича	0.68	-22 089

зации ОРЗ и от закачки воды с ОРЗ произведен расчет дополнительной добычи нефти от ГТМ по экспоненциальной кривой.

Всего за период с начала закачки воды (с декабря 2015 г.) введены в эксплуатацию 6 скважин, и по одной скважине проведено ГРП. Дополнительная добыча нефти от ввода добывающих скважин рассчитана по падению базового дебита нефти Северного свода – 22.9%.

Итого, дополнительная добыча нефти от проведенных ГТМ составила 33.1 тыс.т нефти. Сравнивая результаты расчетов по характеристикам вытеснения и по экспоненциальной кривой были получены близкие значения дополнительной добычи нефти (45.5 тыс.т), в связи с чем, учитывая дополнительную добычу от ГТМ (33.1 тыс.т), дополнительная добыча нефти от закачки воды с ОРЗ по Северному своду составила 12.4 тыс.т. На рисунке 12 представлена динамика расчетных показателей дебита нефти и жидкости без применения ОРЗ.

Анализируя полученное значение дополнительной добычи нефти по Южному своду – 34.4 тыс.т, рассчитанная с аналогичным подходом, видно, что эффективность закачки воды с ОРЗ на Северном своду значительно ниже – 12.4 тыс.т.

Причинами полученного разного эффекта по

сводам являются:

- быстрый рост обводненности продукции скважин Северного свода с начала ОРЗ;
- меньшее количество нагнетательных скважин с ОРЗ на Северном своде (2 ед.) чем на Южном (3 ед.). При этом на Северном своде так же осуществляется закачка воды без ОРЗ в одной нагнетательной скважине.

При полученных значениях дополнительной добычи (12 тыс.т по Северному своду и 34 тыс.т по Южному своду) технико-экономический анализ показал положительную окупаемость в течении года с учетом затрат на организацию технологии.

Таким образом, учитывая геологическое строение и коллекторские свойства пластов рассматриваемой залежи, применение технологии ОРЗ воды для увеличения вытеснения нефти с плохо работающих пластов и предотвращения циркуляции воды с хорошо работающих пластов является более целесообразной, чем простая закачка воды. В результате применения данной технологии удалось увеличить годовую добычу нефти на 14% в целом по залежи при окупаемости технологии менее года.

Примененные в данной работе аналитические и математические методы оценки позволили в полной мере определить влияние реализуемой технологии на общую добычу нефти.

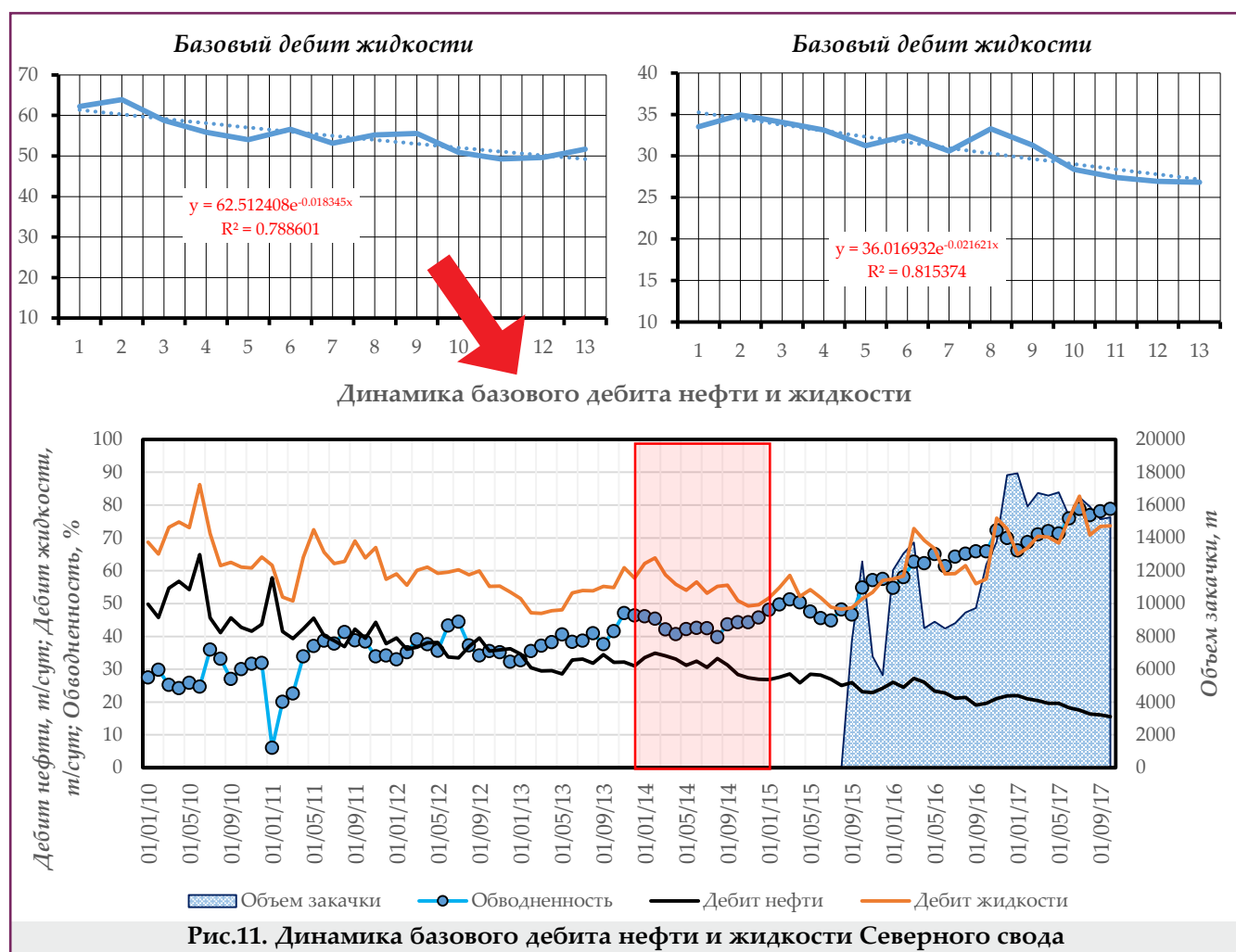


Рис.11. Динамика базового дебита нефти и жидкости Северного свода

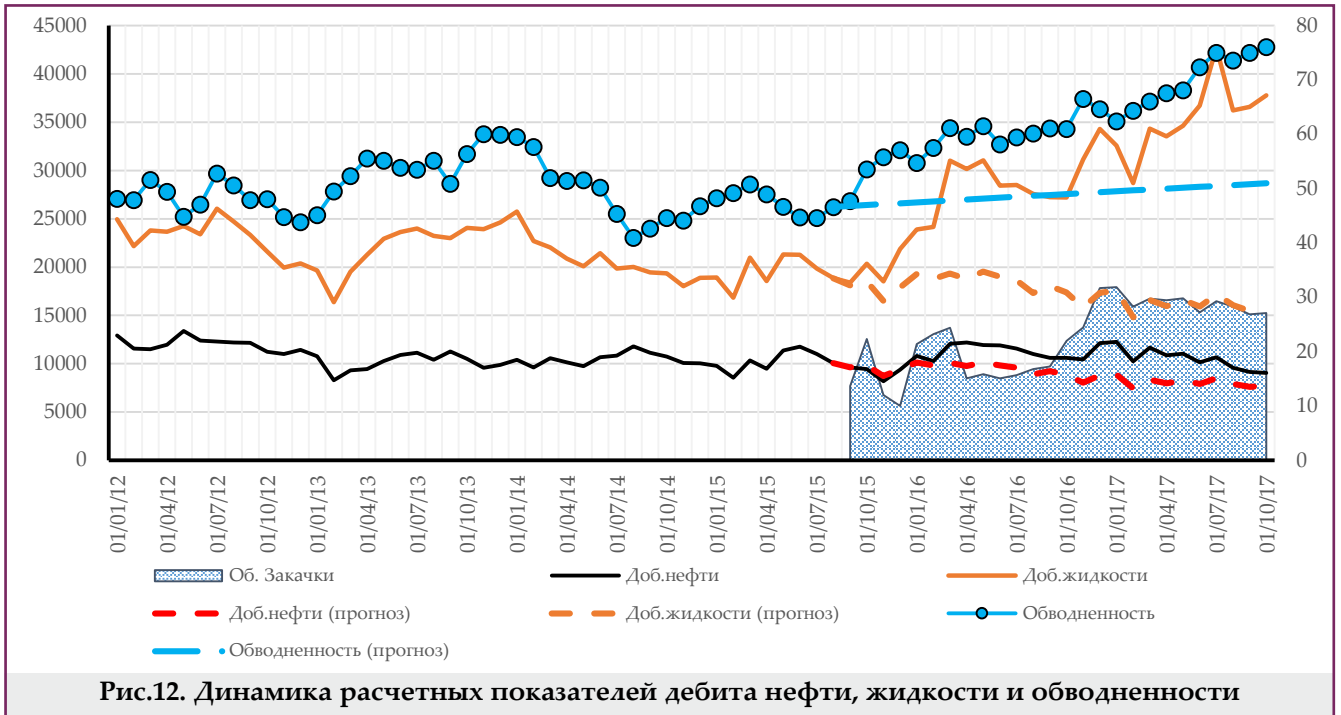


Таблица 5

Экономическая эффективность

Свод	Дополнительная добыча, тонн			Доход (netback), тыс. \$			Итого капитальные вложения, тыс.\$	Затраты (условно-переменные), тыс.\$			Затраты условно постоянные, тыс.\$		
	2016	2017	Итого	2016	2017	Итого		2016	2017	Итого	2016	2017	Итого
Южный свод	10 900	23 500	34 400	1 161	2 404	3 565	298	74	154	228	29	133	162
Северный свод	4 200	8 200	12 400	447	839	1 286	298	29	54	82	29	133	162
Итого М-П-1	15 100	31 700	46 800	1 609	3 242	4 851	596	103	207	310	58	265	324

Продолжение таблицы 5

Свод	Недисконтированный денежный поток, тыс.\$		Дисконтированный денежный поток		Дисконтированный денежный поток (нарастающим итогом)		Экономический эффект 2016-2017 г., тыс.\$	PI 2016-2017	Период окупаемости (лет)
	2016	2017	2016	2017	2016	2017			
Южный свод	760	2 117	760	1 902	760	2 662	2 662	9.9	менее года
Северный свод	92	653	92	586	92	678	678	3.3	менее года
Итого М-П-1	852	2 770	852	2 488	852	3 339	3 339	6.6	менее года

Литература

1. А.И.Ипатов, М.И.Кременецкий. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006.
2. В.А.Савельев, М.А.Токарев, А.С.Чинарев. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи. Ижевск: Издательский дом «Удмуртский университет», 2008.

References

1. A.I.Ipatov, M.I.Kremenetskiy. Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits. M.-Ijevsk: CSI, 2006.
2. V.A.Savel'ev, M.A.Tokarev, A.S.Chinarov. Geological and field methods for predicting of oil recovery. Izhevsk: Udmurt University, 2008.

Опыт применения технологии ОРЗ в многопластовых залежах на примере месторождения Казахстана

Т.С.Джаксылыков

Филиал ТОО НИИ ТДБ «Казмунайгаз»
«Каспиймунайгаз», Атырау, Казахстан

Реферат

Традиционная совместная закачка воды в несколько пластов с различной проницаемостью не позволяет регулировать расход воды для каждого из пластов, что приводит к неравномерному обводнению нефтяных залежей. В результате этого происходит опережающее обводнение высокопроницаемых нефтяных пластов, возрастает степень неохваченности, неравномерного воздействия и выработки каждого из пластов с различной проницаемостью. Технология одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) представляет собой закачку технологической жидкости одной скважиной отдельно в разные пласты в соответствии с коллекторскими свойствами каждого пласта для более равномерной выработки пластов. Преимущественно применение технологии ОРЗ позволяет: сократить объемы бурения за счет использования одной скважины и, соответственно сократить капитальные вложения на бурение; обеспечить возможность эксплуатации одновременно нескольких объектов, имеющих разные коллекторские свойства пластов; увеличить добычу нефти на 10-20% за счет дифференцированного и управляемого воздействия на каждый из пластов; повысить рентабельность отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки; обеспечить учет закачиваемого агента в каждый из пластов. В статье рассмотрены методы и подходы к оценке эффективности технологии ОРЗ на примере месторождения Казахстана.

Ключевые слова: месторождение; пласт; одновременно-раздельная закачка; пористость; проницаемость.

Qazaxıstan yatağı timsalında çoxlaylı yataqlarda eyni zamanda ayrı-ayrılıqda su vurma texnologiyasının tətbiqi təcrübəsi

T.S.Caksılıkov

«Qazmunayqaz» HQT ETİ MMC-nin
«Kaspiymunayqaz» filialı, Atırau, Qazaxıstan

Xülasə

Müxtəlif keçiricilikli bir neçə laya suyun birgə vurulması ənənəvi üsulu layların hər biri üçün su sərfini tənzimləməyə imkan vermir ki, bu neft mədənlərinin qeyri-bərabər sulaşmasına səbəb olur. Bunun nəticəsində yüksək keçiricilikli neft laylarının vaxtından əvvəl sulaşması baş verir, müxtəlif keçiricilikli layların hər birinin əhatə olunmama, qeyri-bərabər təsir və işlənmə dərəcəsi artır. Eyni zamanda ayrı-ayrılıqda su vurma texnologiyası layların daha bərabər işlənməsi üçün bir quyu vasitəsilə hər layın kollektor xüsusiyyətlərinə uyğun olaraq müxtəlif laylara ayrı-ayrılıqda texnoloji mayenin vurulmasını ehtiva edir. Eyni zamanda ayrı-ayrılıqda su vurma texnologiyasının tətbiqi əsasən aşağıdakılara imkan verir: bir quyudan istifadə etməklə qazma həcmələrini azaltmağa və müvafiq olaraq qazmaya kapital qoyuluşlarını azaltmağa; müxtəlif kollektor xüsusiyyətlərinə malik olan bir neçə layın eyni zamanda istismar imkanını təmin etməyə; layların hər birinə differensial və idarə olunan təsir hesabına neft hasilatını 10-20% artırmağa; digər işlənmə obyektlərinin və ya bir işlənmə obyektinin xüsusiyyətlərinə görə müxtəlif laylarının qoşulması hesabına ayrı-ayrı quyuların rentabelliliyini artırmağa; layların hər birinə vurulan agentin nəzərə alınmasını təmin etməyə. Məqalədə Qazaxıstan yatağı timsalında eyni zamanda ayrı-ayrılıqda su vurma texnologiyası səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi üsullarına və yanaşmalarına baxılmışdır.

Açar sözlər: yataq; lay; eyni zamanda ayrı-ayrılıqda su vurma; məsaməlilik; keçiricilik.