

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДОРАЗРАБОТКИ КРУПНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА

В связи с определяющей ролью в суммарной добыче нефти «Башнефти» двух уникальных и семи крупных нефтяных месторождений обобщены принципы их рациональной разработки на примере Арланского нефтяного месторождения, основной объект которого – терригенная толща нижнего карбона – содержит нефть повышенной вязкости. Рассмотрены перспективы реализации CO₂-воздействия.

Ключевые слова: уникальные и крупные нефтяные месторождения, принципы разработки, методы (технологии) повышения нефтеотдачи, воздействие двуокисью углерода.

В Республике Башкортостан, которая представляет собой старый нефтедобывающий регион (добыча нефти ведётся с 1932 года), из 200 с лишним открытых месторождений нефти и газа 7 относятся к крупным и 2 (два) – к уникальным. Уникальными являются Арланское и Туймазинское нефтяные месторождения. Среди крупных такие известные месторождения как Шкаповское, Серафимовское, Манчаровское и менее известные Югомашевское, Сергеевское, Четырманское и Игровское. Все они расположены в западной, северо-западной и центральной областях Башкирии. В тектоническом отношении это прикупольная часть Южно-Татарского свода, Бирская седловина, Благовещенская впадина и северо-западный склон Башкирского свода. В таблице 1 показаны основные объекты разработки указанных месторождений, вязкость пласто-

вой нефти, Кохв, Кыт и утверждённый коэффициент нефтеизвлечения (КИН). По преобладающему удельному весу запасов нефти в стратиграфических горизонтах рассматриваемые месторождения относятся: Туймазинское, Шкаповское, Серафимовское и Сергеевское к месторождениям терригенного девона, а Арланское и остальные – к месторождениям терригенной толщи нижнего карбона. Продуктивные пласты представлены преимущественно песчаниками. Нефти отличаются вязкостью: в месторождениях терригенного девона они маловязкие (1-4,4 мПа·с), в месторождениях терригенного нижнего карбона – повышенной вязкости (Табл. 1)

Из данных таблицы 1 и рисунка 1 следует, что по объектам терригенного девона конечный (проектный) КИН выше, чем по объектам терригенной толщи нижнего кар-

Окончание статьи М.З. Тазиева, Н.Ф. Гумарова, Б.Г. Ганиева «О ходе совершенствования процессов нефтеизвлечения на 3 блоке Березовской площади»

качестве вытесняющего агента высокоминерализованной пластовой воды на III блоке Березовской площади Ромашкинского месторождения. *Сб. тр. науч.-практ. конф.: «О перспективах стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере Ромашкинского месторождения».* Альметьевск. 2007. 212-218.

Ризванова М.С., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Состояние разработки Березовской площади. *Сб. тр. науч.-практ. конф., повс. 60-летию разработки Ромашкинского месторождения: «Техника и технология разработки нефтяных месторождений».* М.: ЗАО Изд-во Нефтяное хозяйство. 2008. 124-127.

Швыденко М.В., Кагарманова Г.И., Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., О дальнейшем совершенствовании разработки 3 блока Березовской площади. *Сб. докл. науч.-практ. конф.: «Прошлое, настоящее и будущее в Республике Татарстан».* Набережные Челны. 2010. Ч.1. 124-131.

M.Z. Taziev, N.F. Gumarov, B.G. Ganiev. **Oil recovery process improvement progress on the 3rd block of the Berezovsky area.**

The article is concerned with development problems of remaining reserves, low-permeable and clayed reservoirs of the Berezovsky area 3rd block. Experience of interwell injection and energy-efficient

mechanized extraction usage, as well as automation devices usage for well interference adjustment and development processes regulation is outlined.

Key words: automation devices, interwell injection, mechanized extraction, monitoring system, «Lufkin» controller.

Миргазиян Закиевич Тазиев

Начальник НГДУ «Альметьевнефть», к.тех.н.

Тел.: (8553) 319-744

Нафис Фаритович Гумаров

Главный геолог – заместитель начальника управления, к.тех.н.

Тел.: (8553) 319-746

Булат Галиевич Ганиев

Зам. главного геолога – начальник ТОРН и ГМ, к.тех.н.

Тел.: (8553) 319-746

НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть». 423450 Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35.

бона, и темпы отбора нефти находятся в том же соотношении. Основной причиной меньших отборов нефти из пластов терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) и, соответственно, меньших ожидаемых КИН является повышенная вязкость пластовой нефти (20-25 мПа·с и более) при коллекторской характеристике пластов в среднем лучшей, чем в терригенном девоне. Необходимо отметить, что отборы жидкости по объектам ТТНК выше.

Имеются и исключения. Проектный КИН по Арланской площади Арланского месторождения равен 0,512, а по ТТНК Манчаровского месторождения – 0,55.

Перечисленные месторождения играли определяющую роль в объёме добычи нефти компании «Башнефть» и в её динамике (Рис. 2). На рисунке показана динамика

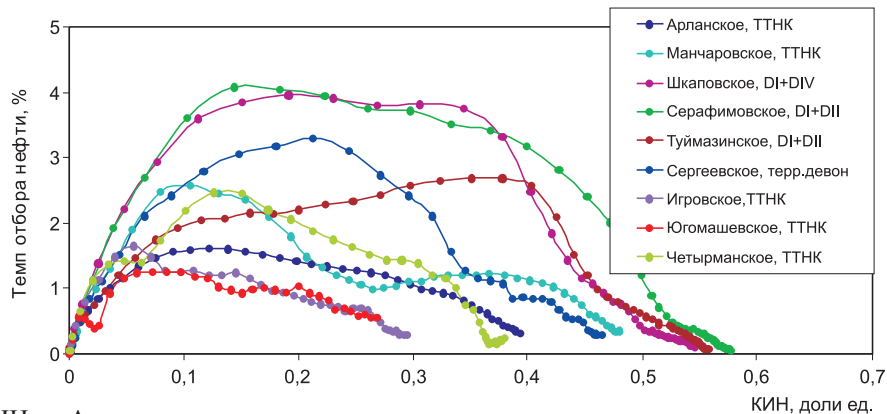


Рис. 1. Связь «годовой темп отбора нефти – нефтеотдача».

доли добычи нефти рассматриваемых 9 месторождений в общей добыче по «Башнефти» по годам разработки (верхняя кривая 1). Ниже кривыми 2 и 3 выражена динамика

Месторождение	Объект	Характеристика пласта				Свойства пластовой нефти			КИН, доли ед.	
		Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Нефтенасыщенная толщина, м	Нефтенасыщенность, доли ед.	Вязкость, мПа·с	Плотность, г/см ³	Газосодержание, м ³ /т	Проектный	Текущий
Месторождения терригенного девона										
Туймазинское	DI	21-22	0,268	7,6	0,890	2,55	0,799	62	0,580	0,560
	DII	21-22	0,520	9,8	0,900	2,89	0,804	64		
Шкаповское	DI	18-19	0,388	7,5	0,870	4,30	0,832	46	0,550	0,540
	DIV	18-19	0,307	6,1	0,850	0,73	0,744	124	0,580	0,560
Серафимовское	DI	19	0,325	4,8	0,868	2,40	0,846	61	0,570	0,580
	DII	19	0,205	6,0	0,889	1,80	0,835	62	0,630	0,570
Сергеевское	DI+DII+DIV	18	0,345	3,8	0,860	4,40	0,880	51-66	0,508	0,464
Месторождения ТТНК										
Арланское, в т.ч. площади	ТТНК	21,5	1,059	9,85	0,825	23,8	0,881	17,6	0,465	0,444
Арланская	ТТНК	22	1,422	5,5	0,850	18,1	0,878	18,8	0,512	0,449
Николо-Березовская	ТТНК	22	0,748	3,3	0,843	21,0	0,889	15,6	0,382	0,320
Новоказинская	ТТНК	22	до 3,9	7,2	0,844	23,2	0,883	16,4	0,430	0,380
Юсуповская	ТТНК	21	до 1,11	4,0	0,825	23,2	0,883	16,4	0,456	0,414
Игровское	ТТНК	20	0,470	3,2	0,800	14,0	0,880	25,1	0,414	0,333
Югомашевское	ТТНК	21	0,375	3,9	0,870	15,0	0,890	26,5	0,456	0,265
Четырманское	ТТНК	22	0,630	3,1	0,894	14,0	0,885	37,0	0,484	0,405
Манчаровское	Верхняя пачка	24-22	до 1,2	4,5	0,910	22,3	0,890	19,8	0,550	0,521
	Нижняя пачка	23-24	0,77	3,3	0,900	15,5	0,890	19,8		

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика пластов-коллекторов, свойства пластовых нефтей и нефтеотдача крупных месторождений Республики Башкортостан.

доли в общей добыче двух уникальных месторождений: Туймазинского (кривая 2) и Арланского (кривая 3). Приведенные кривые свидетельствуют, что доля 9 месторождений – 2-х уникальных и 7-ми крупных – после 1950 года достигла 96 %, в основном за счёт Туймазинского месторождения. В течение последующих 18 лет (1950-1968 гг.) она колебалась в диапазоне 90-95 %, а затем стала снижаться, несмотря на то что по Арланскому месторождению максимальная добыча нефти была достигнута в 1972 году. В настоящее время доля 9 месторождений составляет 47 % общей добычи по «Башнефти». Доля Туймазинского месторождения в 1952 году через 8 лет после открытия девонской нефти достигла «пика» в 92 % и после этого стала интенсивно снижаться. В 2011 году она не превысила 4 %.

Другое уникальное Арланское месторождение, открытое в 1955 году и введённое в разработку в 1958 г, в максимуме достигло почти 41% в общей добыче нефти по «Башнефти», но последующее снижение его доли было гораздо более плавным и стабилизировалась в последние годы, составляя 25-25,5 %. Т.е. оба гиганта и в настоящее время, в условиях высокой выработанности запасов, обеспечивают почти 30 % общей добычи нефти компании «Башнефть».

Необходимо отметить, что кривые по Туймазинскому и Арланскому месторождениям отражают динамику смещения доли в общей добыче во времени от девонских месторождений к месторождениям терригенной толщи нижнего карбона. К настоящему времени доля последних существенно преобладает, составляя 40 % против 7 % девонских месторождений.

Характеристики вытеснения по указанным объектам показывают, что КИН может превысить величины, указанные в табл. 1.

В связи с общей широкой постановкой темы доклада автор остановился на рассмотрении этой темы на примере Арланского нефтяного месторождения, количество публикаций по которому значительно меньше, чем по Туймазинскому, а проблемы являются общими. То же относится и к другим рассматриваемым месторождениям (Табл. 1).

Уникальное Арланское нефтяное месторождение приурочено к структуре облекания гигантского Арла-Дюртюлинского барьерного рифа, простирающегося в северо-западном направлении. Длина рифа 110 км, ширина варьирует от 5-8 до 35 км. По основному объекту – терригенной толще нижнего карбона, содержащему 95 % первоначальных суммарных начальных извлекаемых запасов (НИЗ), – месторождение делится на 5 площадей, из которых Вятская (северо-западная) находится в пределах Удмуртской Республики, а остальные четыре – Арланская, Николо-Берёзовская, Новоказанская и Юсуповская – в пределах Республики Башкортостан

Продуктивный разрез месторождения включает отложения терригенного девона, турнейского яруса, ТТНК, алексинского горизонта (формально это составная часть ТТНК), верейского горизонта и каширо-подольских карбонатов (КПО). В проектных документах, в т.ч. в Дополнении к ПР 2010 года, выделено шесть объектов разработки, совершенно неравнозначных по запасам и по геолого-физической характеристике. Основным объектом является

ТТНК. В разрезе ТТНК (Рис. 3) выделяются следующие нефтенасыщенные пласты (сверху вниз): СI, СII, СIII, CIV₀, CIV, CV, CVI₀ тульского горизонта и CVI бобриковского горизонта. Спорадически развитые песчаники радаевско-ёлховского горизонта (пласт CVII) водоносны. Основными по запасам являются пласты СI и CVI, которые наиболее выдержаны по площади. Сама терригенная толща нижнего карбона представляет сложное чередование указанных пластов, которые на разных площадях и внутри них являют неполные комбинации. Проницаемость коллекторов колеблется от 0 до 5-6 мкм². Вязкость пластовой нефти в среднем – от 18,1 до 23,2 мПа·с (имеются зоны, насыщенные нефтью вязкостью до 35,0 мПа·с).

На рисунке 4 показана карта проектного размещения скважин на ТТНК Арланского месторождения в соответствии с Генеральной схемой 1965 года, составленной под рук. проф. М.М.Саттарова. В этой схеме были учтены и скорректированы решения всех предыдущих технологических схем разработки отдельных площадей этого месторождения. Ввод в разработку уникального месторождения с нефтью повышенной вязкости на тот момент представлял сумму совершенно неясных проблем. «Разрезание» линейными рядами нагнетательных скважин на большие площади и блоки внутри них плюс вытеснение указанной нефти водой представляли смелые решения, не имевшие достаточного научного обоснования. Имелся пример Ромашкинского месторождения, но с маловязкой и вязкой нефтью. Дискуссионным выглядело определение оптимальной плотности сетки скважин и вскрытие основного многопластового объекта ТТНК единым фильтром. Внутри блоков размещалось от 5 до 8 рядов добывающих скважин, располагавшихся, как и нагнетательные, соосно простиранию блоков.

Генеральная схема заводнения линейными рядами не подтвердила теоретических представлений о вытеснении нефти сначала вдоль нагнетания при освоении нагнетательных скважин «через одну» с последующим продвижением образовавшегося сплошного фронта к внутренним центральным областям блоков. Фронт воды продвигался сразу во внутренние зоны «языкообразно». Вторые и сплошь третьи и последующие ряды добывающих скважин слабо охватывались воздействием. Появлялись дополнительные короткие внутриконтурные ряды, в том числе поперёк простиранию блоков. При принятой схеме заводнения наблюдался высокий темп обводнения добывающих скважин. Кроме того, при едином давлении нагнетания (которое на разных площадях и блоках варьировало) в общем фильтре малопродуктивные пласты средней пачки либо слабо участвовали в выработке, либо не вырабатывались вовсе.

Все указанные явления подтверждались регулярными исследованиями глубинными дебитомерами и расходомерами. Далее вопрос актуализировался на соотношении законтурного и внутриконтурного заводнения. Законтурному и приконтурному заводнению отводилась второстепенная роль. В ежегодных авторских надзорах за разработкой Арланского месторождения, составлявшихся БашНИПИнефтью в 70-80-х гг. прошлого столетия, строились карты обводнения пластов ТТНК по площадям. На локальных участках формировались «языки» обводнения, которые служили областями заложения новых нагнетательных

скважин, Эти случаи постепенно приводили к созданию очагов заводнения и далее – к стратегии очагово-избирательного заводнения. В настоящее время ещё обнаруживаются атавизмы внутриконтурного разрезания, оставшиеся на фоне динамично развивающейся очагово-избирательной системы.

Следующий не менее важный принцип развития системы заводнения – реагирование на появление или ликвидацию зон пониженного пластового давления, которые неизбежно появляются в процессе разработки. Решение об организации нового очага заводнения или ликвидации старого с переложением задач подключения к закачке неучастствующего в заводнении пласта ТТНК принимается путём сопоставления карт изобар, карты подвижных запасов и карты разработки данного объекта, т.е. с помощью моделирования в режиме мониторинга.

Третий принцип – принцип необходимой «жёсткости» системы заводнения, т. е. оптимального соотношения добывающих и нагнетательных скважин. От одного проектного документа к другому происходило уточнение физического смысла указанного параметра, но количественное его выражение не выходило из диапазона 3:1 – 4:1. В течение большей части истекшего периода разработки это соотношение соблюдалось, за исключением периода 90-х гг. прошлого столетия. На сегодня этот параметр приведен в проектный количественный диапазон (в среднем 3:1).

Современная система разработки ТТНК Арланского нефтяного месторождения сформирована по схеме очагово-избирательного заводнения по 9-точечной обращённой 400x400 м. На сегодня в связи с поздней стадией разработки размещение добывающих скважин на многих участках нерегулярное.

Геологическая неоднородность пластов ТТНК и повышенная вязкость пластовой нефти обуславливали извлечение огромных количеств попутной воды. В проектных документах постоянно уделялось внимание изысканию методов ограничения притока воды в добывающие скважины. Одновременно развитие проектирования происходило с учётом реальных данных о недостатках ранее принятых проектных решений. В процессе разработки выяснилось, что объединение в единый объект существенно геологически неоднородных пластов ТТНК привело к опережающей выработке пластов СII (СII) и CVI по сравнению

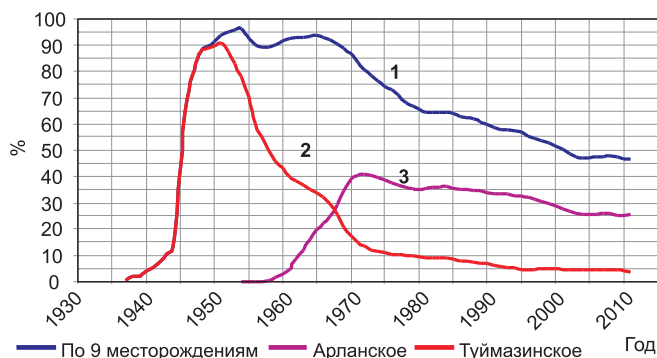


Рис. 2. Доля от общей добычи нефти, %.

с пластами промежуточной пачки. В работах ряда исследователей показано, что невыделение объектов внутри ТТНК для самостоятельной разработки может привести к потере минимум 2,0 пунктов в конечном КИН. После проекта разработки 1986 года, где принцип разукрупнения ТТНК был впервые научно обоснован, в последующих проектных документах он последовательно развивался на практике и осуществляется до настоящего времени по предложенной схеме. Эта схема подразумевает выделение внутри ТТНК трёх объектов для воздействия через систему заводнения и двух объектов в системе добывающих скважин. Базисными для двух объектов в добывающих скважинах являются пласты СII и CVI, после обводнения одного из которых включаются пласты промежуточной пачки. В нагнетательных скважинах предусматривается закачка

СII
CVI

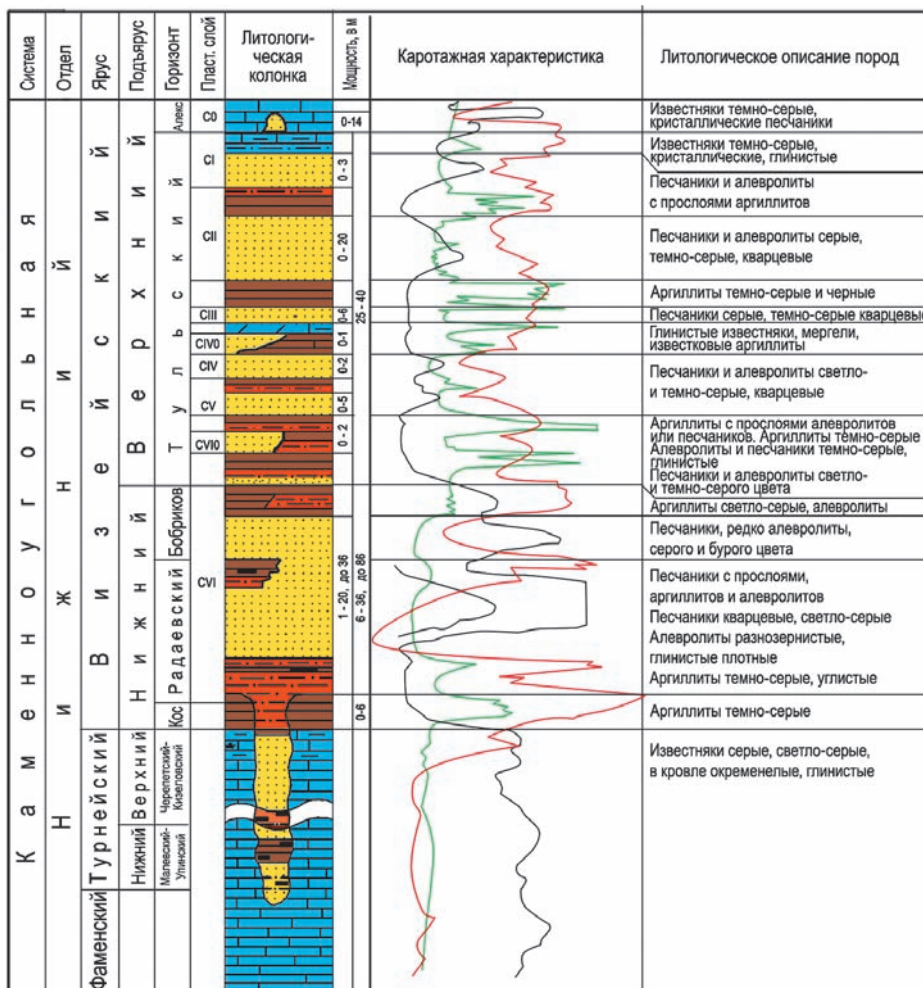


Рис.3. Разрез ТТНК.

раздельно в пласт СП, промежуточную пачку и пласт CVI (Лозин и др., 2008).

Достигнутые плотности сетки скважин по ТТНК на площадях месторождения, по всей вероятности, следует считать оптимальными. Известны результаты Ново-Хазинского эксперимента по плотности сетки скважин. На Арланском месторождении проводились также эксперименты с задачей выявления связи между плотностью сетки скважин и нефтеотдачей на Черлакском и Акинеевском опытных участках. Результаты этих экспериментов легли в основу технико-технологической политики «Башнефти» в области выбора плотности сеток скважин и на Арланском, и на других Башкирских месторождениях. На рисунке 5 представлена статистическая связь между текущей плотностью сетки скважин и текущей нефтеотдачей по площадям ТТНК и по месторождению. Указанная связь прослеживается довольно слабо, поскольку плотности сеток относительно близки. Из ожидаемой закономерности «выпадает» Николо-Берёзовская площадь, геология которой хуже по сравнению с остальными площадями ТТНК. При общей оценке зависимостей, показанных на рис.5, можно заключить, что при примерно равных плотностях сетки скважин на величину КИН в макси-

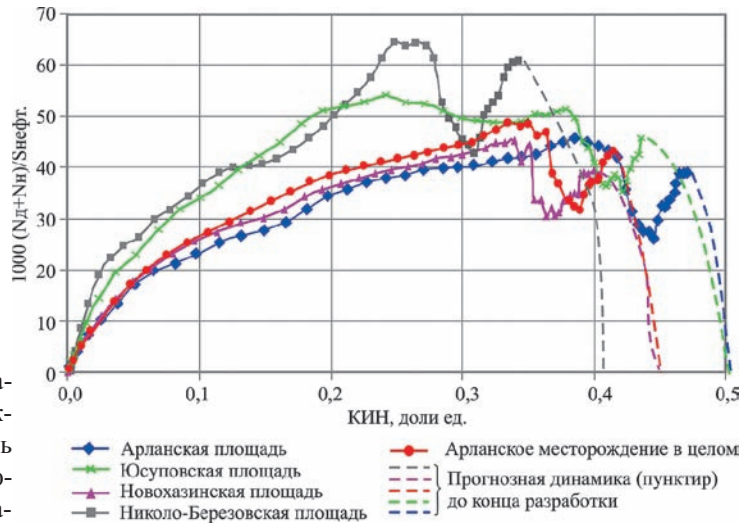


Рис. 5. Связь между плотностью сетки и нефтеотдачей.

мальной степени влияет геология объектов (для одной и той же вязкости нефти).

В Генеральной схеме разработки 1965 года не прослеживалась связь между плотностью сетки скважин и нефтеотдачей. В последующих проектных документах указанная связь учитывалась в свете получаемых результатов Новохазинского и других промышленных экспериментов по плотности сетки скважин. В Генсхеме запроектировано бурение 2952 добывающих, 1024 нагнетательных, 211 контрольных и 938 резервных скважин (всего 5125 ед). В конечном счёте это выразилось в плохо обоснованных значениях КИН и количестве скважин. В той же Генсхеме первоначально проектируемый КИН=0,55 был скорректирован до 0,42-0,45, но он не обеспечивался необходимым количеством скважин. При последующем проектировании суммарное количество скважин увеличивалось, а расчётные уровни добычи нефти имели меньшие значения.

В итоге пришли к удвоению числа скважин при проектном КИН=0,472.

Арланское месторождение явилось крупным полигоном испытания и опытно-промышленного внедрения новых технологий разработки и повышения нефтеотдачи.

Кроме экспериментов по плотности сетки скважин в опытно-промышленном порядке проводилось испытание заводнения малоцентрированными растворами неионогенных ПАВ, полимерного воздействия, влажного внутрипластового горения. На современном этапе испытываются и внедряются потокоотклоняющие технологии для повышения охвата пластов воздействием.

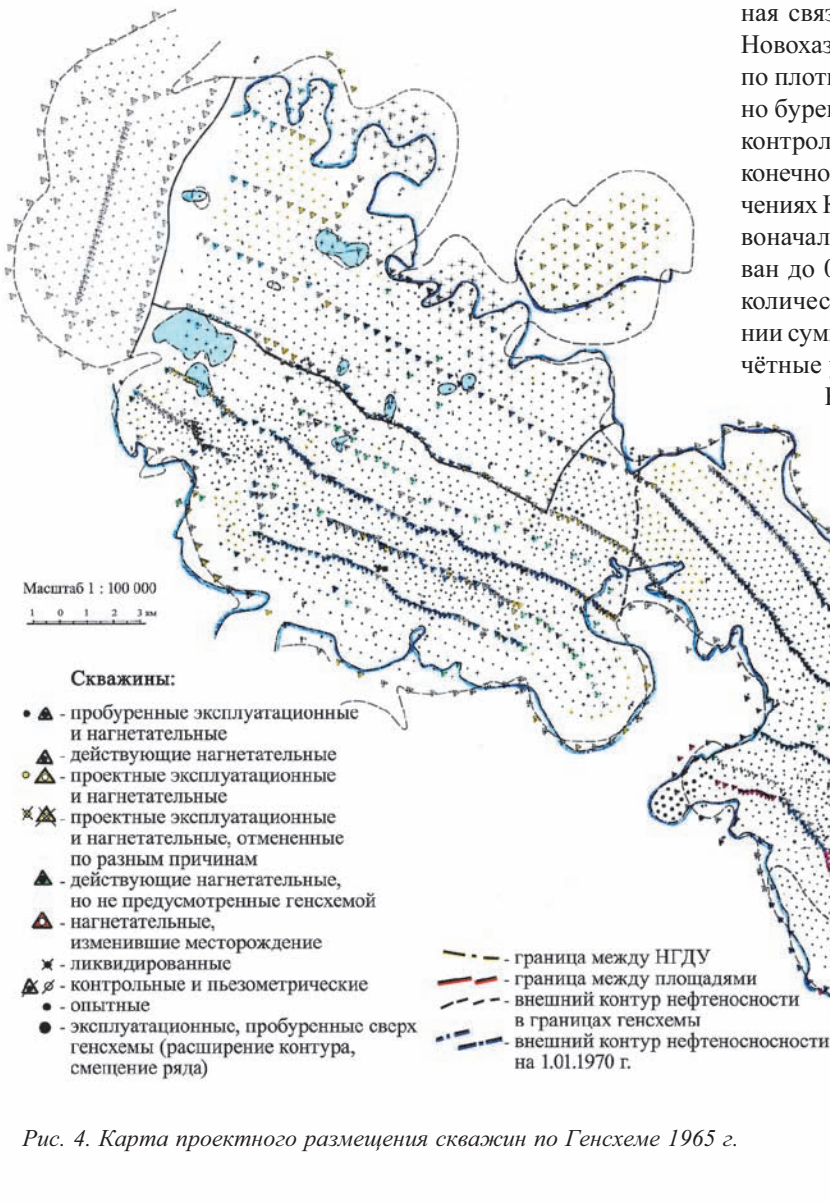


Рис. 4. Карта проектного размещения скважин по Генсхеме 1965 г.

Лабораторные исследования на двуслойной модели пласта подтверждают механизм действия потокоотклоняющих технологий как технологий, способствующих повышению коэффициента охвата воздействием. Опытно-промышленные испытания и внедрение технологий силикатно-щелочного воздействия (СЩВ), щёлочно-полимерного (ШПР), воздействия растворами на основе латексов (СТЛ или СТС), как и другие технологии, сопровождаются ГДИС, подтверждающими подключение новых интервалов продуктивного разреза в профиль отдачи после указанных воздействий. Испытано более 80 технологий. За более чем 20-летний период прошли отбор 15 технологий.

В настоящее время для условий ТТНК наиболее эффективными признаны 6 технологий: СЩВ, ЩПР (ЩПВ), СТЛ (СТС), КХА, ПСК и КОГОР (Ахматдинов и др., 2011). Выработаны критерии эффективного применения указанных технологий. Внедряется и совершенствуется модификация их реализации через КНС (БКНС). Потокоотклоняющие технологии согласно расчётам в последнем проектом документе способствуют общему приросту КИН до 2,0 пунктов (Ахматдинов и др., 2011). Наиболее технологичной модификацией является технология закачивания компаунд-смесей через КНС (БКНС).

Непрерывная оптимизация системы разработки ТТНК плюс создание рациональной системы разработки второго по величине запасов объекта разработки – карбонатной каширо-подольской толщи – сформировали современный этап в разработке Арланского нефтяного месторождения. В 2009-2011 гг. выполнен заметный объём геолого-технических мероприятий, способствующих интенсификации текущей добычи нефти (Табл. 2).

В результате 958 скважино-обработок получено 330,1 тыс. т дополнительной нефти, что составляет 10,0 % от суммарного прироста добычи нефти за указанные годы по компании «Башнефть».

Накапливающаяся геолого-промысловая информация свидетельствует, что модернизация известных технологий ИДН и МУН достигла своего «потолка». Вряд ли можно ожидать существенного прироста КИН при выработанности запасов нефти на 90 % и более при обводнённости, превышающей 91-95 %, в процессе дальнейшего усовер-

шенствования сегодняшних высокоэффективных технологий. Нужны технологии, обеспечивающие КИН на уровне коэффициента вытеснения.

Одной из таких технологий является технология вытеснения нефти растворами двуокиси углерода (CO₂).

Механизм воздействия CO₂ в пласте (CO₂-воздействие) по данным многих исследователей описывается следующим образом. В направлении вытеснения в пористо-проницаемой среде однофазная двуокись углерода растворяется и в нефти, и в воде. Процесс протекает до создания области полного взаимного растворения нефти и CO₂. Оторочка CO₂ + нефть (single phase – единая фаза) смешивающегося вытеснения обеспечивает по существу полное вытеснение нефти из пористой среды **независимо от стадии разработки**.

В США процесс CO₂-воздействия по данным Шлюмберге реализован на многих месторождениях в 15 штатах (по состоянию на 2006 год). Реализованы проекты с закачиванием двуокиси углерода из природных месторождений этого флюида и со строительством трубопроводов длиной до 2,0 тыс.км и более, по которым жидкая CO₂ перекачивается от промышленных источников двуокиси углерода до нефтяных месторождений.

Показательным примером успешной и высокоэффективной реализации CO₂-воздействия является нефтяное месторождение Вейборн (Weyburn) в Канаде (Рис. 6). На предыдущих этапах это месторождение с НИЗ= 160,0 млн.т. нефти эксплуатировалось системой вертикальных скважин (синяя область графика на рис. 6), затем дорабатывалось наклонно-направленными скважинами (красная область), горизонтальными скважинами (жёлтая область) и на современной стадии – при CO₂-воздействии (голубая область). Текущие результаты воздействия позволяют авторам этого метода ожидать приращения НИЗ на 40-45 млн т, что около 25 % первоначальных суммарных извлекаемых запасов. Для организации CO₂-воздействия потребовалось проложить трубопровод длиной около 2,0 тыс.км от предприятия, где синтезируется CO₂ в штате Северная Дакота (США), через границу с Канадой до месторождения Weyburn. По трубопроводу ежедневно прокачивается 2,7 млн м³ в сутки жидкой CO₂.

ГТМ	2009		2010		2011		Всего за 2009-2011 гг.	
	Объем внедрения скв. обр.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Объем внедрения скв. обр.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Объем внедрения скв. обр.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Объем внедрения скв. обр.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
кислотные обработки (СКО, ГКО и др.)	44	6,5	49	11,3	57	20,0	150	37,8
ОПЗ (прочими хим. реагентами)	45	9,3	16	3,7	2	2,6	63	15,6
Повторная перфорация имеющегося интервала пласта	51	10,6	54	19,5	39	12,9	144	43,0
МУН	175	83,5	172	62,1	125	68,0	472	213,6
РИР пласта	54	10,4	54	6,9	21	2,8	129	20,1
Итого	369	120,3	345	103,5	244	106,3	958	330,1

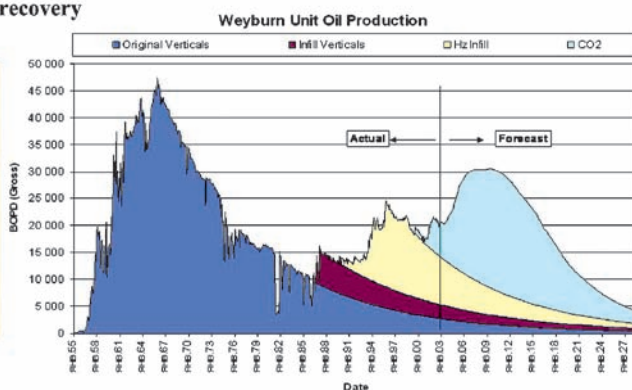
Табл. 2. Динамика и эффективность ГТМ по Арланскому месторождению.

Weyburn Field

- CO₂ from synfuels plant (N. Dakota /USA)
- Piped across border (2.7 Mm³/day)
- CO₂ enhanced oil recovery / sequestration
- 344 MBbl → 466 MBbl, enhanced oil recovery



Рис. 6. Результаты внедрения CO₂- воздействия на месторождение Weyburn (К.Веннасеур, Schlumberger, 2006).



Проекты, подобные описанному, реализованы по состоянию на 2006 год (данные Kamel Bennaceur, Schlumberger) в США в 15 штатах, и их количество продолжает расти. CO₂-воздействие – очень дорогой процесс, требующий исключения возможности углекислотной коррозии, которая лавинообразно возникает и распространяется при малейшем контакте CO₂ и воды. Необходимо легированное промышленное оборудование, трубы, насосы и запорные и регулирующие устройства. В БашНИПИнефти в 70-80-х гг. прошлого столетия выполнены лабораторные исследования, подтвердившие высокую нефтевытесняющую способность двуокиси углерода, и испытания на специальном полигоне в НГДУ «Гуймазанефть» трубопроводов диаметром 100, 150 и 300 мм. Кроме того, трубопроводы были оснащены специальным запорным и регулирующим оборудованием для опытных испытаний его «живучести» в условиях нагнетания жидкой CO₂. Испытывались также образцы блочных насосных установок по перекачке жидкой углекислоты разной производительности на давление до 20,0 МПа (Лозин, 1987). Полигонные испытания доказали возможность технического обеспечения процесса нагнетания и перекачки жидкой CO₂ в промысловых условиях.

Расчеты, выполненные автором, показали, что для условий ТТНК Арланского нефтяного месторождения при реализации CO₂-воздействия можно получить не менее 200,0 млн.т. дополнительной нефти. Проект при этом условии экономически рентабелен.

Выводы

1. Два уникальных и семь крупных нефтяных месторождений из 170 разрабатываемых играли определяющую роль в добыче нефти компании «Башнефть». Доля указанных 9-ти месторождений после 1950 г. достигла 96 %, в течение 18 лет(1950-1968 гг.) составляла 96-90 % и постепенно снизилась до нынешних 47 %. Добыча нефти из уникального Арланского месторождения составляет в настоящее время 30 % суммарной текущей добычи компании.

2. В статье на примере Арланского нефтяного месторождения показаны проектирование и реализация научно обоснованных принципов разработки месторождений нефти и газа в истории отечественной нефтедобывающей отрасли.

маповязкими и вязкими нефтями, что следует признать несомненным достижением.

4. Опыт разработки и проведенные исследования диктуют необходимость изыскивать новейшие решения для оптимизации процесса нефтеизвлечения, в том числе с помощью геолого-математического моделирования. Одним из стратегических решений является CO₂-воздействие, которое способно как четвертичный МУН обеспечить конечную нефтеотдачу на уровне коэффициента вытеснения на любой стадии разработки.

Литература

- Ахматдинов Ф.Н., Лозин Е.В., Курмакаева С.А. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий на Арланском месторождении. *Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородного сырья*. Казань: ФЭН. 2011. 65-70.
- Лозин Е.В. Эффективность доработки нефтяных месторождений. Уфа: Башкиргоиздат. 1987. 152.
- Лозин Е.В., Шувалов А.В. и др. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей стадии. *Вестник ЦКР Роснедра*. 2008. №1. 19-29.

E.V. Lozin. Development keynote and further development prospects of the large oil fields in Bashkortostan.

Due to the fact of defining role of two unique and 7 large oil fields summarized oil production in the «Bashneft», principles of their efficient development on the example of Arlansky oil field are generalized. Terrigenous stratum of the Lower Carboniferous stage, which is the main object for Arlansky oil field, contains high viscous oil. Consideration is given to CO₂ exposure implementation perspectives.

Key words: unique and large oil fields, development principles, enhanced oil recovery methods, CO₂ exposure.

Евгений Валентинович Лозин

Советник по геологии и разработке месторождений ООО «БашНИПИнефть», д.геол.-мин.н., профессор, академик РАЕН.

450006, Республика Башкортостан, Уфа, ул. Ленина, 86/1. Тел. (3472) 62-42-67.