



Ромашкинское нефтяное месторождение

крупнейшее месторождение Волго-Уральской провинции на юге Татарстана находится в Лениногорском районе в 70 км от г. Альметьевск.
Открыто в 1948 году

РАЗРАБОТКА
РОМАШКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Влияние рельефа местности на характер распределения парафиновых отложений в трубопроводах при совместном транспортировании нефти и газа определялось на группах скважин, которые располагались на различных площадях с трассами трубопроводов, работающих под уклон, на подъем и горизонтально.

Влияние рельефа местности проявляется в искажении аномалий от целевых объектов, а также в появлении аномалий, обусловленных самим рельефом. Залежь с круговым сечением, которой уподобляются некоторые хромитовые тела, располагаясь внутри возвышенности с крутыми склонами создает аномалию очень сложной формы с дополнительными экстремумами

Вследствие влияния рельефа местности, искажения сфотографированных точек на аэроснимке будут тем больше, чем дальше находится точка от главной точки снимка.



исследования показали, что месторождение является многопластовым. Нефтеносность на нем установлена в 22 горизонтах девона и карбона, промышленные притоки получены из 18 горизонтов.

Размеры этого месторождения по основным эксплуатационным объектам измеряются десятками километров, а разрез осадочной толщи – около 2 км.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения пермской системы, обнажающиеся на поверхности, а также карбона и девона, вскрываемые глубокими скважинами. Тектонически *Ромашкинское нефтяное месторождение* приурочено к Сокско-Шешминскому валу, осложненному рядом локальных платформенных поднятий, сложенных породами пермского и каменноугольного возрастов, ориентированных в соответствии с общим простиранием вала. Эти брахиантиклинальные структуры (собственно Ромашкинская, Кудашевская, Миннибаевская и др.) характеризуются очень пологим залеганием крыльев (углы падения не превышают $1-2^\circ$) и амплитудами поднятия не более 50–75 м.

60
ЛЕТ
РАЗРАБОТ
РОМАШКИНС
МЕСТОРОЖД



Промышленная нефтеносность связана главным образом с отложениями терригенной толщи девона, хотя имеются промышленные залежи нефти в песчаниках угленосной свиты турнейского яруса (или визе), а также в известняковом разрезе верхнего девона. Характерно наличие в разрезе нижнего карбона пластов каменного угля рабочей мощности.

Ромашкинского месторождения очень неравномерно насыщена маркирующими прослоями. Верхняя часть разреза имеет довольно жесткий скелет, а в нижней части маркирующие прослои практически отсутствуют.

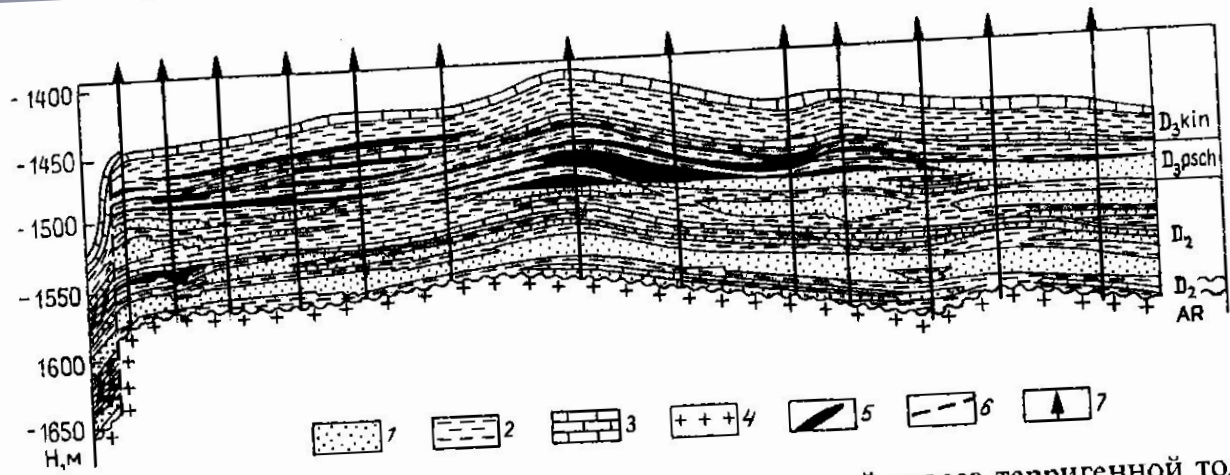


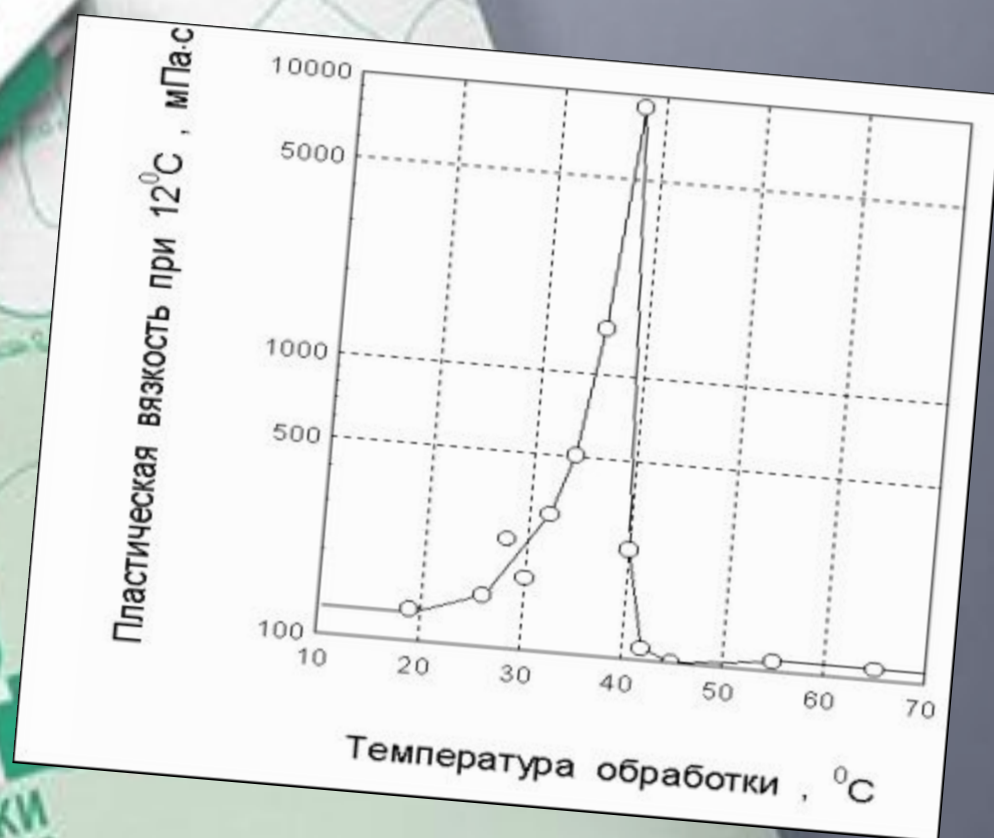
Рис. 7.12. Ромашкинское месторождение. Геологический разрез терригенной толщи девона (Габриэлянц, 2000) по отложениям горизонта D1: 1 — песчаник, 2 — глина, 3 — известняк, 4 — кристаллический фундамент, 5 — залежи нефти, 6 — разрывы, 7 — скважина



В результате измерений обнаружена отрицательная аномалия вязкости^а - после термообработки при ТООР=28-40

о
С резко росла вязкость, повторно измеряемая при температурах ТИЗМ=5-26

о
С. На рисунке показано влияние термообработки нефти на вязкость, повторно измеряемую при 12о С. Видно, что термообработка может приводить к очень сильному увеличению вязкости при последующей эксплуатации в относительно 'прохладных' условиях



60
ДЕТ
РАЗРАБОТКИ
РОМАШКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ

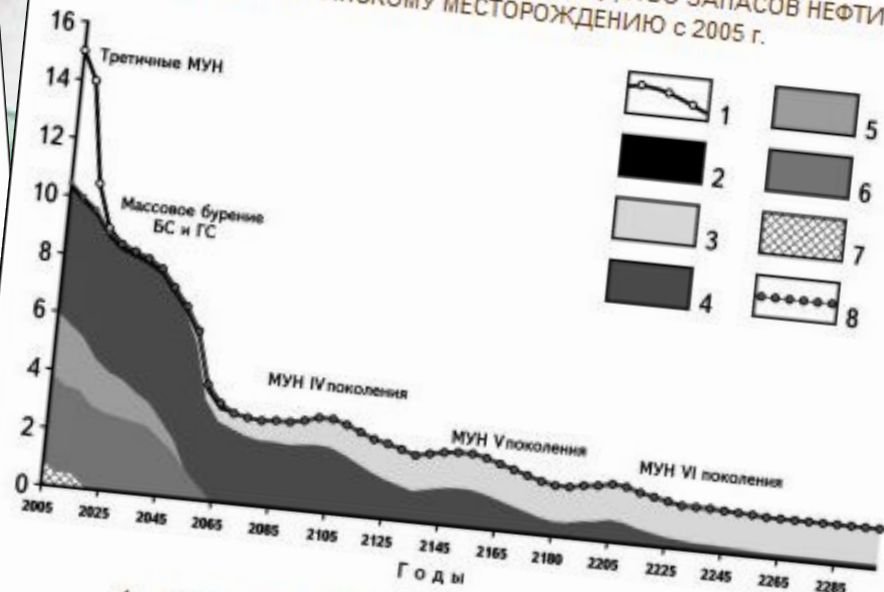


Рис. 1. СОКРАЩЕНИЕ ОТБОРА ПОПУТНОЙ ВОДЫ ЗА СЧЕТ РЕГУЛИРОВАНИЯ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (пласты Д₁Д₀)



- Мероприятия по увеличению отбора жидкости:
- 1 – формирование отбора жидкости;
 - 2 – оптимизация работы механизированного фонда;
 - 3 – перевод на механизированную добычу нефти;
 - 4 – ввод новых скважин; мероприятия по снижению отбора жидкости;
 - 5 – выбытие скважин из эксплуатационного фонда;
 - 6 – отключение из разработки обводнившихся пластов;
 - прочие методы регулирования разработки (современные гидродинамические МУН, третичные МУН, регулирование разработки)

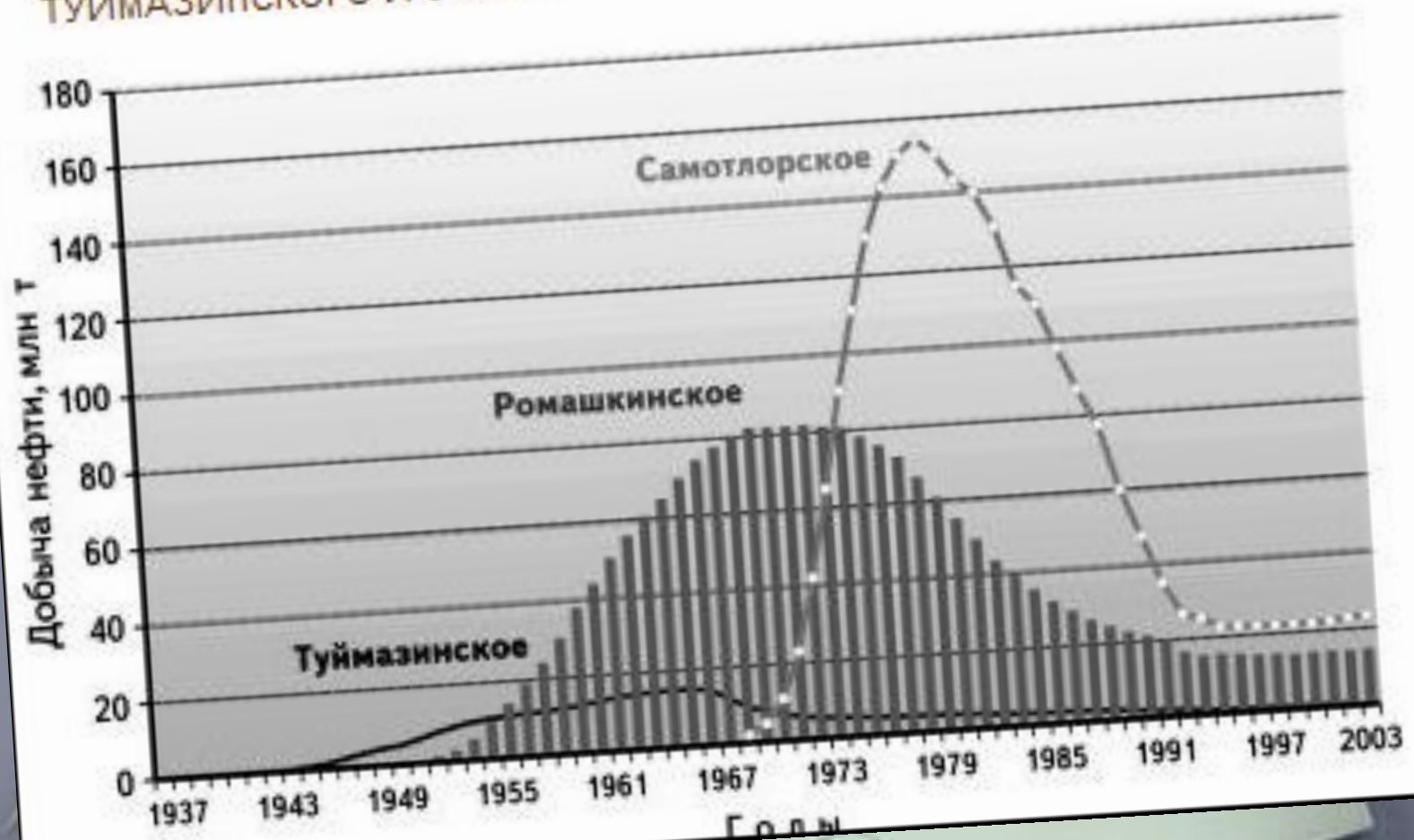
Рис. 14. ДИНАМИКА ДОБЫЧИ И ВОСПРОИЗВОДСТВО ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО РОМАШКИНСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ с 2005 г.



- 1 – добыча нефти, млн. т; прирост запасов за счет:
 2 – неконтролируемой подпитки, 3 – контролируемой подпитки,
 4 – МУН, 5 – доразведки, 6 – уточнения параметров,
 7 – разведочных работ; 8 – прирост запасов

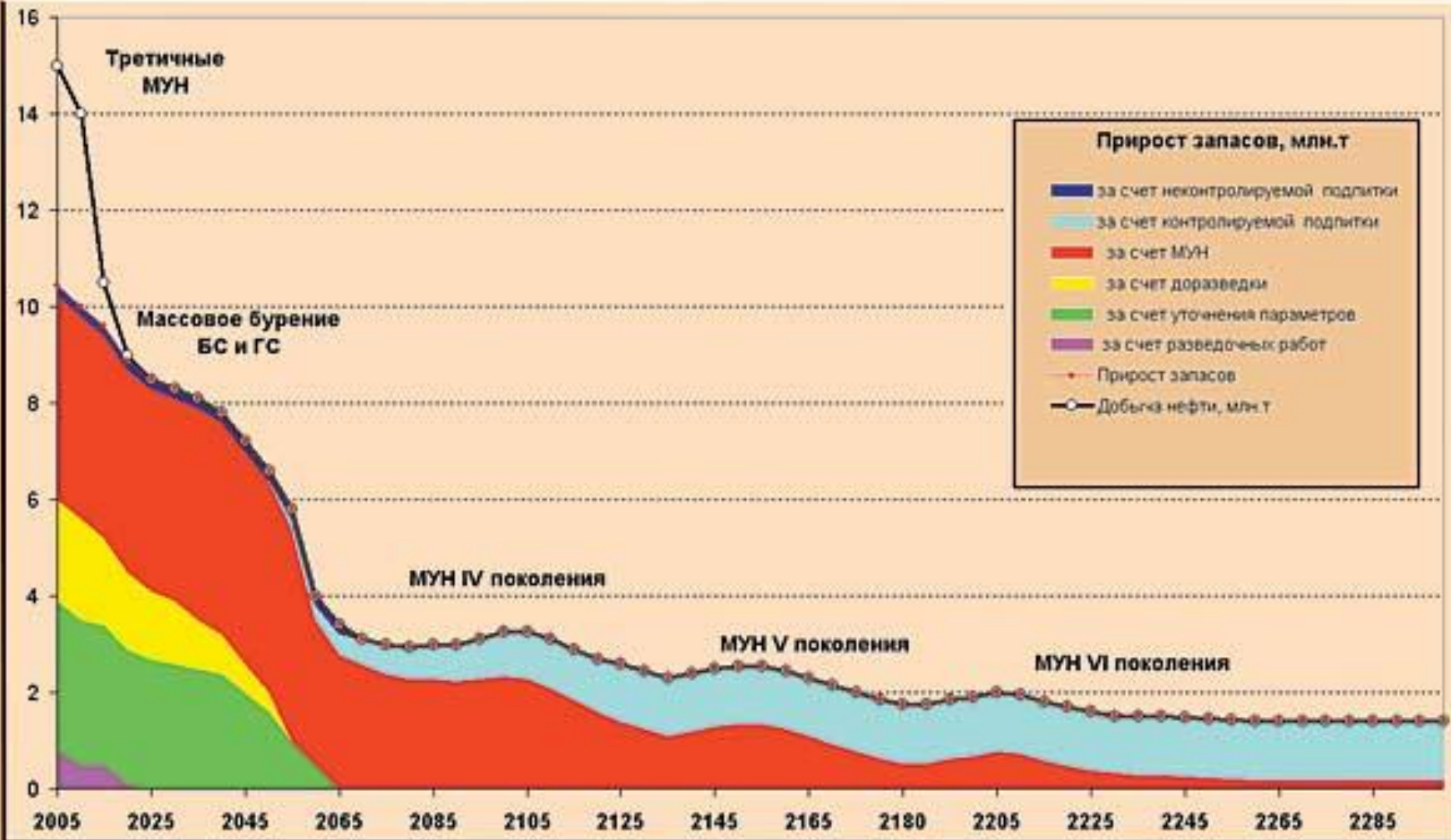


Рис. 7. ГРАФИКИ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО, ТУЙМАЗИНСКОГО И САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ



РОМАШКИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Ромашкинское месторождение не иссякнет спустя столетия





Исследования показали, что числящиеся на балансе запасы нефти на Ромашкинском месторождении будут добыты к 2065 году, а с учетом планируемых объемов доразведки, переоценки запасов и самое главное – с внедрением МУН более высоких поколений разработка месторождения продлится до 2200 года, и с учетом «подпитки» из глубин недр этот срок может исчисляться столетиями. Но месторождения не только подпитываются, но одновременно, как любой живой организм, непрерывно подвергаются разрушению. Результатами разрушения девонских и каменноугольных залежей являются тяжелые нефти и природные битумы (ПБ) пермских отложений Татарстана. Легкие нефти нижних горизонтов палеозоя, мигрируя вверх по разрезу, окислялись и в ряде случаев из-за изменения реологических свойств превратились в покрышку, способствующую большему сохранению залежей нефти нижележащих горизонтов.



ЛНТ
РАЗРАБОТКИ
РОМАШКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Крупнейшее в мире

- Сегодня фонд «Ленинаторскнефти» - это более 8200 пробуренных скважин, - говорит главный инженер НГДУ «Ленинаторскнефть» Ринат Габдрахманов. - Мы разрабатываем 5 площадей, 11 залежей Ромашкинского месторождения и месторождение сверхвязких нефтей. Каждая площадь или залежь различаются коллекторскими свойствами пластов и степенью выработанности. Все это требует от специалистов постоянного поиска новых технологий, нестандартных решений.

**60
ЛЕТ**
РАЗРАБОТКИ
РОМАШКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ

TATNEFT



По экспертным оценкам, остаточные запасы нефти по видам количественно распределяются следующим образом:

нефть, оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных заводнением, - 27 %;

нефть в застойных зонах однородных пластов – 19 %;

нефть, оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, – 24 %;

капиллярно удерживаемая и пленочная нефть – 30 %.

Между тем ряд крупных специалистов полагают, что геологическая концепция, на которой строилась вся система оценки доказанных запасов за всю историю ее добычи, то есть за 150 лет, оказалась некорректной, так как исходила из определенного представления о распределении углеводородов в продуктивной залежи. Данные анализа по состоянию на 2010 год показали, что по всем залежам мира среднестатистическая величина извлекаемости, в частности нефти, равна всего 30 % и никакие вторичные и третичные методы не смогли превысить этот показатель.

«Ромашкино» и сегодня остаётся главным месторождением Татарстана. В год оно даёт более 15 млн нефти, или половину объёмов, добываемых в республике. Из его недр отобрано более 2,2 млрд тонн нефти, при этом сохраняется высокий потенциал месторождения



РАС
ПОМ
МЕС